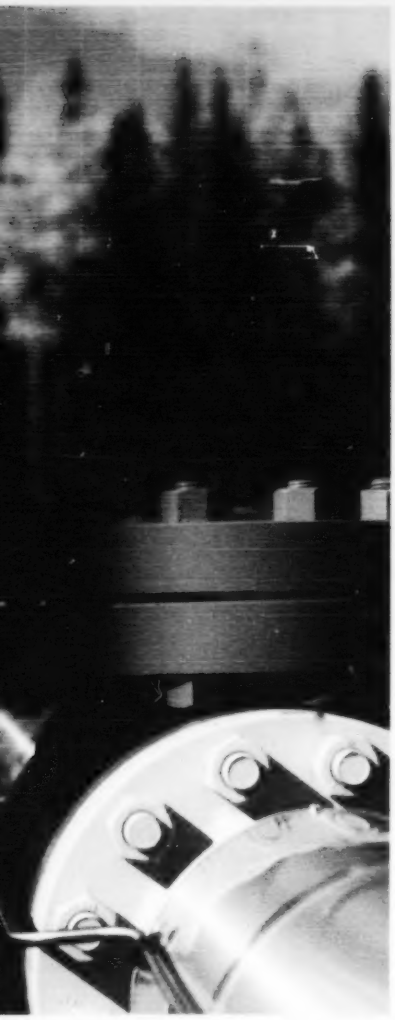
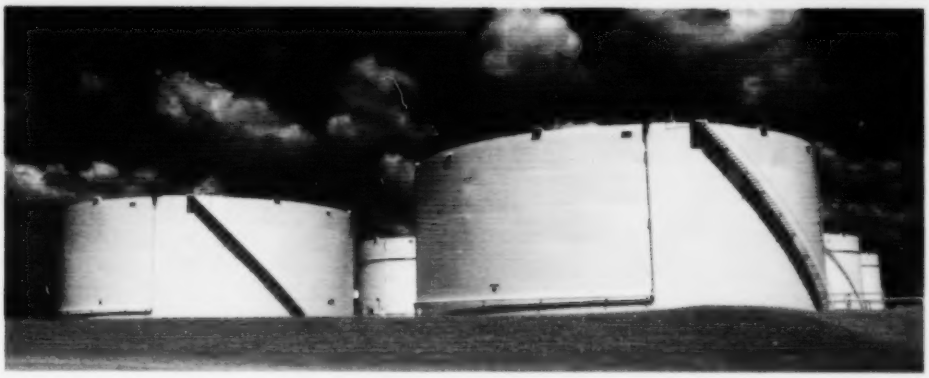
Office national de l'énergie

National Energy Board

LE RÉSEAU CANADIEN
DE TRANSPORT D'HYDROCARBURES





JUILLET 2007

Canada

2008-03916/

Office national de l'énergie
National Energy Board

LE RÉSEAU CANADIEN DE TRANSPORT D'HYDROCARBURES

ÉVALUATION DU RÉSEAU DE TRANSPORT

JUILLET 2007

Canada

Autorisation de reproduction

Le contenu de cette publication peut être reproduit à des fins personnelles, éducatives et(ou) sans but lucratif, en tout ou en partie et par quelque moyen que ce soit, sans frais et sans autre permission de l'Office national de l'énergie, pourvu qu'une diligence raisonnable soit exercée afin d'assurer l'exactitude de l'information reproduite, que l'Office national de l'énergie soit mentionné comme organisme source et que la reproduction ne soit présentée ni comme une version officielle ni comme une copie ayant été faite en collaboration avec l'Office national de l'énergie ou avec son consentement.

Pour obtenir l'autorisation de reproduire l'information contenue dans cette publication à des fins commerciales, faire parvenir un courriel à : info@neb-one.gc.ca

Permission to Reproduce

Materials may be reproduced for personal, educational and/or non-profit activities, in part or in whole and by any means, without charge or further permission from the National Energy Board, provided that due diligence is exercised in ensuring the accuracy of the information reproduced; that the National Energy Board is identified as the source institution; and that the reproduction is not represented as an official version of the information reproduced, nor as having been made in affiliation with, or with the endorsement of the National Energy Board.

For permission to reproduce the information in this publication for commercial redistribution, please e-mail: info@neb-one.gc.ca

© Sa Majesté la Reine du chef du Canada représentée par l'Office national de l'énergie 2007

© Her Majesty the Queen in Right of Canada as represented by the National Energy Board 2007

N° de cat. NE2-5/2007F
ISBN 978-0-662-09334-3

Cat. No. NE2-5/2007E
ISBN 978-0-662-46011-4

Ce rapport est publié séparément dans les deux langues officielles. On peut obtenir cette publication sur supports multiples, sur demande.

This report is published separately in both official languages. This publication is available upon request in multiple formats.

Demandes d'exemplaires :
Bureau des publications
Office national de l'énergie
~~444~~, Septième Avenue S.-O.
Calgary (Alberta) T2P 0X8
Courrier électronique : publications@neb-one.gc.ca
Télécopieur : 403-292-5576
Téléphone : 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet : www.neb-one.gc.ca

Copies are available on request from:
The Publications Office
National Energy Board
~~444~~ Seventh Avenue S.W.
Calgary, Alberta, T2P 0X8
E-Mail: publications@neb-one.gc.ca
Fax: 403-292-5576
Phone: 403-299-3562
1-800-899-1265
Internet: www.neb-one.gc.ca

Des exemplaires sont également disponibles à la bibliothèque de l'Office :
Rez-de-chaussée

For pick-up at the NEB office:
Library
Ground Floor

Imprimé au Canada

Printed in Canada

Liste des figures iii

Liste des tableaux, sigles, abréviations et unités iv

Avant-propos vi

1. Introduction 1

2. Suffisance de capacité pipelinière 5
2.1 Écarts de prix 6
2.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets 8
2.3 Répartition 16
2.4 Synthèse du chapitre 19

3. Perspectives – Pipelines proposés 20
3.1 Gaz naturel 20
3.2 Pétrole 22

4. Droits pipeliniers et satisfaction des expéditeurs 26
4.1 Règlements négociés 26
4.2 Indice des droits pipeliniers 27
4.3 Satisfaction des expéditeurs 30
4.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines 30
4.3.2 Plaintes officielles 32
4.3.3 Améliorations du service 32
4.4 Synthèse du chapitre 33

5. Intégrité financière des pipelines et capacité de mobiliser des capitaux 35
5.1 Capital-actions ordinaires 35
5.2 Ratios financiers 38
5.3 Cotes de solvabilité 40
5.4 Commentaires de la communauté financière 43
5.5 Synthèse du chapitre 44

6. Conclusions 45

Annexe 1
Consultation avec les parties prenantes 47

Annexe 2
Sociétés pipelinières du Groupe 1 et du Groupe 2 réglementées par l'ONÉ au 31 décembre 2006 48

Annexe 3
Résultats globaux du Sondage sur les services liés aux pipelines 51

Annexe 4
Tableau comparatif des cotes de dette 54

FIGURES

Figure 1	Gazoducs réglementés par l'ONÉ	3
Figure 2	Oléoducs réglementés par l'ONÉ	3
Figure 3	Approvisionnement en gaz naturel et utilisation en 2006	4
Figure 4	Approvisionnement en pétrole et utilisation en 2006	4
Figure 5	Petroleum Administration for Defense Districts	5
Figure 6	Comparaison entre l'écart de prix Dawn–Alberta et le coût du transport sur TransCanada (plus le combustible)	6
Figure 7	Comparaison entre l'écart de prix Sumas–Station 2 et le coût de T-Sud de Westcoast (plus le combustible)	7
Figure 8	Prix du pétrole brut canadien et écarts de prix	8
Figure 9	Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité	9
Figure 10	Débit du gazoduc de Foothills Pipeline (Saskatchewan) par rapport à sa capacité, à Monchy	10
Figure 11	Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité	10
Figure 12	Débit du réseau de la C.-B. de TransCanada par rapport à sa capacité, à Kingsgate	11
Figure 13	Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité	12
Figure 14	Débit de Gazoduc Trans Québec & Maritimes par rapport à sa capacité	12
Figure 15	Débit du gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline par rapport à sa capacité	13
Figure 16	Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité	13
Figure 17	Débit du réseau de TPTM par rapport à sa capacité	14
Figure 18	Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité	15
Figure 19	Débit du réseau de Pipelines Trans-Nord Inc.	15
Figure 20	Projets touchant le GNL envisagés au Canada	22
Figure 21	Projets d'oléoduc et prévisions de l'ONÉ quant à la production de pétrole brut	25
Figure 22	Période d'application des règlements négociés	27
Figure 23	Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ	28
Figure 24	Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ	29
Figure 25	Droits repères des gazoducs et des oléoducs	30
Figure 26	Satisfaction des expéditeurs quant à la qualité du service de transport par pipeline	31
Figure 27	Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ pour les années 2001 à 2006	37
Figure 28	Ratios de couverture des charges fixes	39
Figure 29	Ratios flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette	40

TABLEAUX

Tableau 1	Répartition de la capacité sur le réseau d'Enbridge	16
Tableau 2	Répartition de la capacité sur le réseau de TPTM	17
Tableau 3	Répartition de la capacité sur le réseau de Cochin	18
Tableau 4	Propositions à l'égard de gazoducs au Canada – 2006	21
Tableau 5	Agrandissements annoncés et potentiels d'oléoducs au Canada	24
Tableau 6	Ratios présumés du capital-actions ordinaires (en %)	35
Tableau 7	RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94 (en %)	36
Tableau 8	Historique des cotes accordées par le DBRS	41
Tableau 9	Historique des cotes accordées par S&P	42
Tableau 10	Historique des cotes accordées par Moody's	43

SIGLES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS

ACIG	Association des consommateurs industriels de gaz
ACPE	Association canadienne de pipelines d'énergie
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
Alliance	Alliance Pipeline Ltd.
Altex	Altex Energy Ltd.
BAII	bénéfice avant intérêts et impôts
BSOC	bassin sédimentaire de l'Ouest canadien
CÉO	Commission de l'énergie de l'Ontario
Cochin	Cochin Pipe Lines Ltd.
Coral	Coral Energy Canada Inc.
DBRS	Dominion Bond Rating Service
É.-U.	États-Unis
Enbridge	Enbridge Pipelines Inc.
Express	Express Pipeline Limited Partnership
Foothills	Foothills Pipe Lines Ltd.
Gateway	Gateway Pipeline Inc.
GNL	gaz naturel liquéfié
Irving/Repsol	Irving Oil Company Limited et Repsol YPF
Kinder Morgan	Kinder Morgan Canada Inc.
LGN	liquide de gaz naturel
M&NP	Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
Mackenzie	Projet gazier Mackenzie
MAR-SG	mécanisme d'atténuation du risque pour le service de transport garanti
Moody's	Moody's Canada Inc.
ONÉ ou Office	Office national de l'énergie
PADD	Petroleum Administration Defense Districts

PCOG	Petro-Canada Oil and Gas
PIB	produit intérieur brut
PNGTS	Portland Natural Gas Transmission System
RCA	taux de rendement du capital-actions ordinaire
S&P	Standard & Poor's
SDA	service de dépassement autorisé
SG	service de transport garanti
Terasen	Terasen Pipelines Inc.
PTNI ou Trans-Nord	Pipelines Trans-Nord Inc.
TPTM	Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
TQM	Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
TransCanada ou TCPL	TransCanada PipeLines Limited
T-Sud	Canalisation principale Sud de Westcoast (Zone 4)
Union Gas	Union Gas Limited
Westcoast	Westcoast Energy Inc.

UNITÉS

b/j	baril par jour
kb/j	milliers de barils par jour
Mb/j	millions de barils par jour
Gb/j	milliards de barils par jour
Gpi^3	milliard de pieds cubes
Mpi^3/j	millions de pieds cubes par jour
GJ	gigajoule
m^3/j	mètres cubes par jour
$10^3m^3/j$	milliers de mètres cubes par jour
MW	mégawatt

AVANT-PROPOS

L'Office national de l'énergie (ONÉ ou Office) est un organisme fédéral indépendant qui a pour raison d'être de promouvoir, dans l'intérêt public canadien[1], la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, en s'en tenant au mandat conféré par le Parlement au chapitre de la réglementation des pipelines, de la mise en valeur des ressources énergétiques et du commerce de l'énergie. L'ONÉ participe en partenaire actif, efficace et averti au développement responsable du secteur énergétique du Canada, au profit de la population canadienne.

Les principales responsabilités de l'Office consistent à réglementer la construction et l'exploitation des oléoducs et gazoducs internationaux et interprovinciaux ainsi que les droits et les tarifs de transport s'y rapportant. La réglementation des lignes internationales de transport d'électricité et des lignes interprovinciales désignées représente une autre attribution importante. L'Office réglemente également les importations de gaz naturel et les exportations de pétrole, de gaz naturel, de LGN et d'électricité. L'Office réglemente enfin l'exploration et la mise en valeur des ressources pétrolières et gazières dans les régions pionnières non assujetties à des accords de gestion fédéraux ou provinciaux. L'ONÉ agit en outre comme source de renseignements et de conseils en matière d'énergie, en veillant à analyser l'information sur les marchés canadiens de l'énergie par le truchement de ses processus réglementaires et de la surveillance des marchés.

Le présent rapport, le troisième du genre, présente une évaluation du réseau canadien de transport d'hydrocarbures. Il regroupe des données tirées de diverses sources publiques, que le personnel de l'ONÉ recueille et contrôle, ainsi que les renseignements sur les débits que fournissent les sociétés pipelinières. Dans la rédaction du rapport, l'Office a aussi tiré profit d'entretiens avec des membres de la communauté financière concernant les marchés de capitaux. Avant de publier l'ouvrage, l'Office en a soumis l'ébauche à l'Association canadienne de pipelines d'énergie (ACPÉ), à l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) et à l'Association Canadienne du Gaz (ACG) afin de recueillir leurs commentaires. D'autres parties, telles l'Association canadienne des consommateurs industriels de gaz (ACIG), ont examiné le rapport et fait des commentaires sur les questions abordées, ainsi que sur les divers aspects des renseignements dont il est question. Une liste de toutes les organisations qui ont fourni des commentaires ou des renseignements ayant servi à produire le rapport se trouve à l'annexe 1. Le rapport tient compte de tous les commentaires recueillis.

Si vous avez des observations sur le rapport ou des suggestions concernant d'autres sujets d'analyse, veuillez vous adresser à :

Henry Mah
Secteur des demandes
Office national de l'énergie
Téléphone : 403-299-3690
Courriel : hmah@neb-one.gc.ca

1 L'intérêt public englobe les intérêts de tous les Canadiens et Canadiennes; il s'agit d'un équilibre des intérêts économiques, environnementaux et sociaux qui change en fonction de l'évolution des valeurs et des préférences de la société.

Quiconque souhaite utiliser le présent rapport dans une instance réglementaire devant l'Office peut le soumettre à cette fin, comme c'est le cas pour tout autre document public. Une partie qui agit ainsi se trouve à adopter l'information déposée et peut se voir poser des questions au sujet de cette dernière.

Pour obtenir plus de renseignements sur l'ONÉ, y compris ses publications, prière de consulter le site de l'Office (www.neb-one.gc.ca).

INTRODUCTION

L'énergie est indispensable à la vie de tous les jours. La capacité du réseau pipelinier d'acheminer l'énergie, sous forme de gaz naturel, de LGN, de pétrole brut et de produits pétroliers, est vitale pour le bien-être économique du Canada. Au cours de 2006, les pipelines canadiens ont acheminé l'équivalent d'environ 110 milliards de dollars de produits vers des marchés au Canada et aux États-Unis. Le coût de la prestation de ces services de transport en 2006 est évalué à environ 4,7 milliards de dollars, sans compter le coût des combustibles payé par les expéditeurs sur les gazoducs. Tous ces produits passent par une infrastructure en grande partie invisible pour les consommateurs et qui fonctionne de manière sécuritaire en n'occasionnant que des effets minimaux sur l'environnement.

Les Canadiens dépendent de cette infrastructure pour s'approvisionner en énergie de manière sûre, efficiente et fiable. Les 45 000 kilomètres (km) de gazoducs et d'oléoducs soumis à la réglementation de l'ONÉ constituent un maillon essentiel du réseau de transport d'hydrocarbures au Canada (figures 1 et 2). Les canalisations comprennent des gazoducs de grand diamètre à haute pression et de gros oléoducs et pipelines de produits pétroliers à basse pression, qui s'étendent d'un bout à l'autre du Canada, ainsi que des pipelines de faible diamètre.

Conformément à son mandat qui vise à promouvoir, dans l'intérêt public canadien, la sûreté et la sécurité, la protection de l'environnement et l'efficience de l'infrastructure et des marchés énergétiques, l'Office s'est fixé cinq buts qui expriment sa raison d'être et sa ligne de conduite[2].

1. Les installations et activités réglementées par l'ONÉ sont sûres et sécuritaires, et perçues comme telles.
2. Les installations réglementées par l'ONÉ sont construites et exploitées de manière à protéger l'environnement et à respecter les droits des personnes touchées.
3. Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients.
4. Dans l'accomplissement de son mandat, l'ONÉ bénéficie d'une participation efficace du public.
5. L'ONÉ produit de bons résultats par l'exercice d'un leadership novateur et la mise en œuvre de processus efficaces.

Afin de déterminer s'il atteint ses buts, l'Office a établi des mesures, ainsi qu'un système de surveillance de chaque but. Chaque année, il publie également divers rapports qui traitent d'une gamme d'aspects de l'infrastructure et des activités énergétiques au Canada. Le présent rapport se concentre principalement sur certains aspects du but 3. Il permet à l'Office d'évaluer le bon fonctionnement du réseau canadien de transport d'hydrocarbures. Ce rapport constitue la troisième évaluation annuelle consécutive du genre. Il fait appel au système de surveillance et aux mesures du

2 Plan stratégique 2007-2010 de l'ONÉ

rendement du réseau de transport qui ont été établis au cours des années précédentes. Pour que le réseau de transport puisse fonctionner d'une manière efficace et efficiente, il faut qu'il soit exploité de façon sécuritaire et dans le respect de l'environnement, aspects qui relèvent des buts 1 et 2. Chaque année, l'Office examine le rendement en matière de sécurité, d'intégrité et d'environnement des pipelines assujettis à sa réglementation, dans un document d'accompagnement qui, en 2007, a été publié en mars et qui se trouve à l'adresse Web suivante : http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rsftyndthnvrnmnt/sfty/sftyprfrmncndctr/sftyprfrmncndctr-fra.htm.

L'Office juge que les trois résultats suivants constituent d'importantes caractéristiques d'un réseau de transport des hydrocarbures qui fonctionne bien.

- la capacité pipelinière en place est suffisante pour acheminer les produits aux consommateurs qui en ont besoin;
- les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix justes et raisonnables;
- les sociétés pipelinières présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions qui leur permettent d'assurer l'entretien de leurs réseaux et de construire de nouvelles infrastructures de manière efficace pour répondre aux besoins du marché à mesure qu'il évolue.

En règle générale, un réseau efficient de transport d'hydrocarbures doit pouvoir s'adapter dans des délais opportuns à l'évolution de la conjoncture du marché, ce qui peut supposer le rajustement de la capacité pipelinière ou l'amélioration des services pipeliniers.

Pour déterminer si ces résultats sont atteints, l'Office se sert de données accessibles au public portant sur des sociétés réglementées du Groupe 1 et d'Express Pipeline Limited Partnership (Express), la plus importante des sociétés du Groupe 2[3]. Ces sociétés sont propriétaires de la majeure partie du réseau canadien de transport d'hydrocarbures et les données qui en émanent donnent une bonne idée du fonctionnement global de ce réseau. L'Office tient également compte des données sur les débits et l'utilisation de la capacité qui lui sont transmises par les sociétés pipelinières, des discussions avec des membres de la communauté financière et des commentaires de la part des utilisateurs des pipelines réglementés par l'ONÉ. Bien que les renseignements présentés dans le rapport constituent pour la plupart une mise à jour et une évaluation de 2006, les renseignements relatifs à 2007 ont été fournis chaque fois que cela a été possible. Une liste des sociétés réglementées par l'ONÉ en date du 31 décembre 2006 se trouve à l'annexe 2.

Le présent rapport ne doit pas être considéré comme une décision de réglementation. Il n'a pas pour objet de trancher une question de réglementation, telle que l'établissement du taux de rendement du capital-actions auquel une société pipelinière devrait avoir droit. Les facteurs ayant servi à évaluer le fonctionnement du réseau de transport canadien ne sont pas nécessairement ceux qui seraient pris en compte dans le cadre d'une instance réglementaire.

Les figures 3 et 4 donnent un aperçu de l'approvisionnement en gaz naturel et en pétrole brut et de l'utilisation de ces produits au Canada. Le rapport de l'Office intitulé Aperçu de la situation énergétique, publié en mai 2007, fournit de plus amples renseignements à ce sujet. Ce rapport est également reproduit à l'adresse http://www.neb-one.gc.ca/energy/EnergyReports/index_f.htm#energy_overview.

3 Aux fins de la réglementation financière exercée par l'Office, les sociétés pipelinières sont divisées en deux groupes, soit le Groupe 1 et le Groupe 2. Les grandes sociétés de gazoducs et d'oléoducs font partie du Groupe 1 et sont soumises à une réglementation suivie de la part de l'Office. Toutes les autres sociétés pipelinières du ressort de l'Office sont classées dans le Groupe 2 et font l'objet d'une réglementation moins étroite.

FIGURE 1

Gazoducs réglementés par l'ONÉ

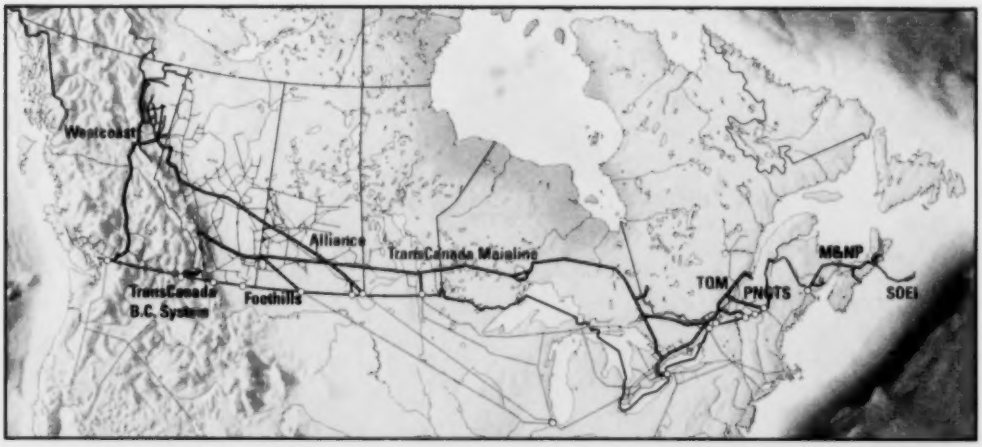
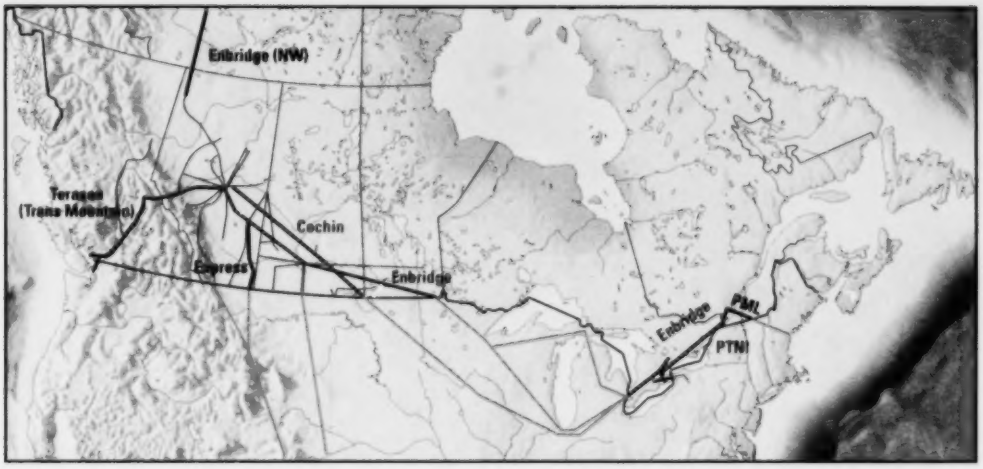
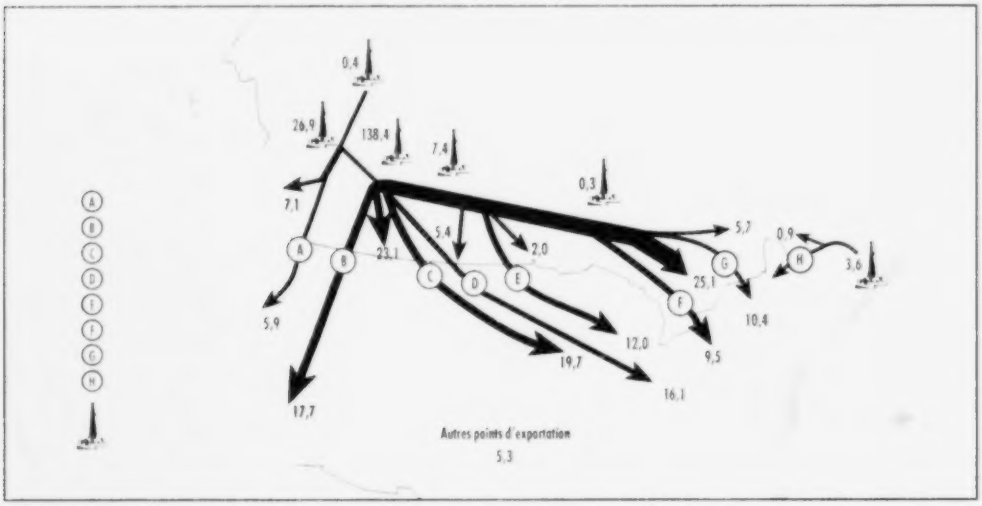


FIGURE 2

Oléoducs réglementés par l'ONÉ



Approvisionnement en gaz naturel et utilisation en 2006
(en milliards de mètres cubes)



Approvisionnement en pétrole et utilisation en 2006
(en milliers de mètres cubes par jour)

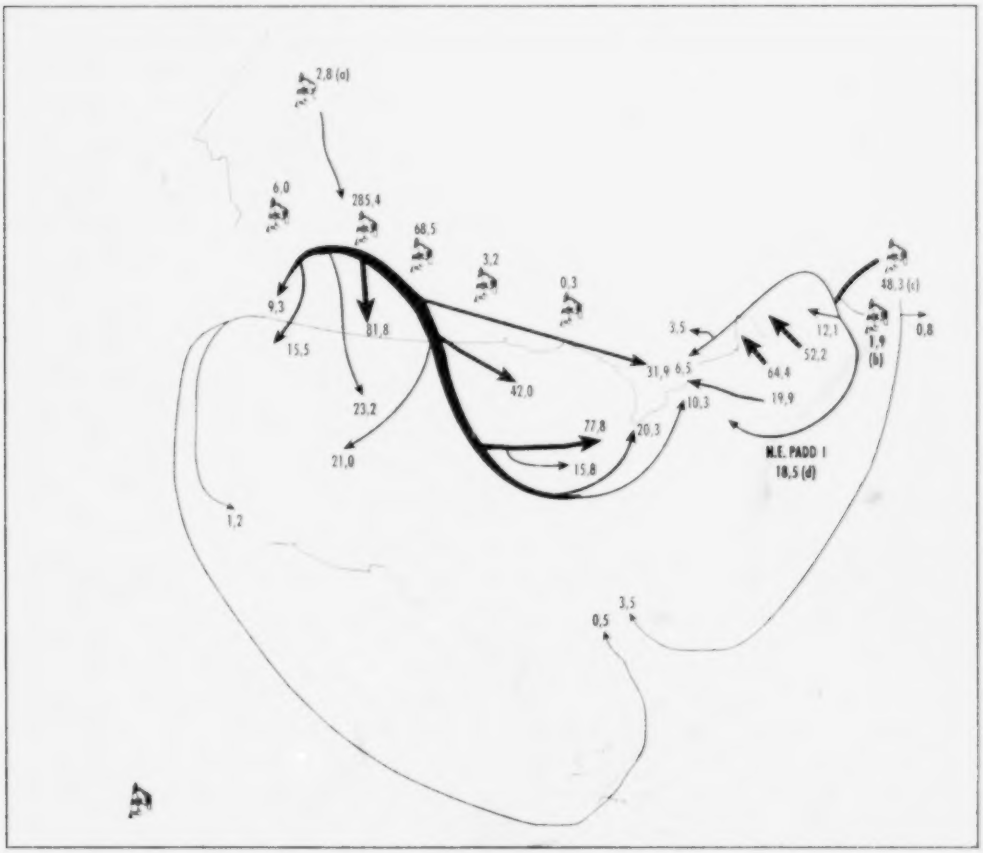


FIGURE 3

Approvisionnement en gaz naturel et utilisation en 2006 (en milliards de mètres cubes)

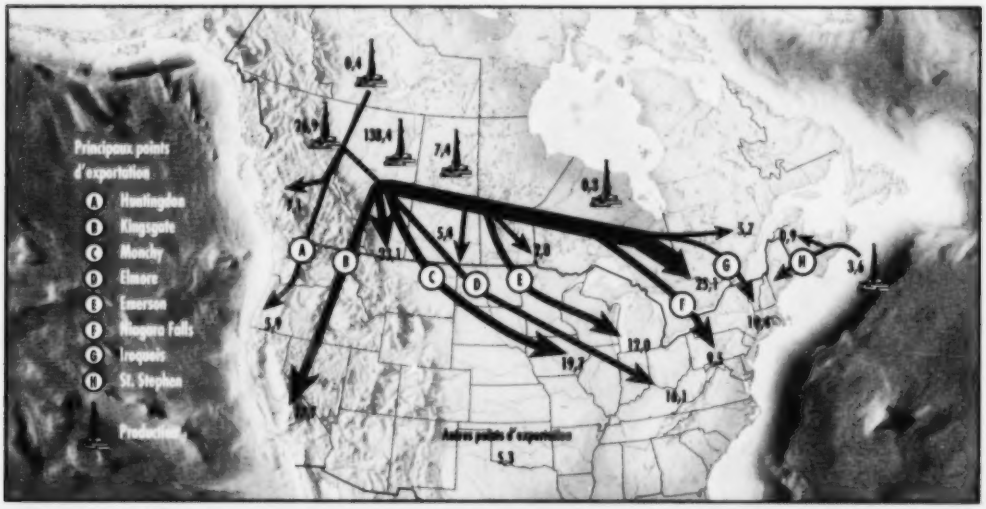
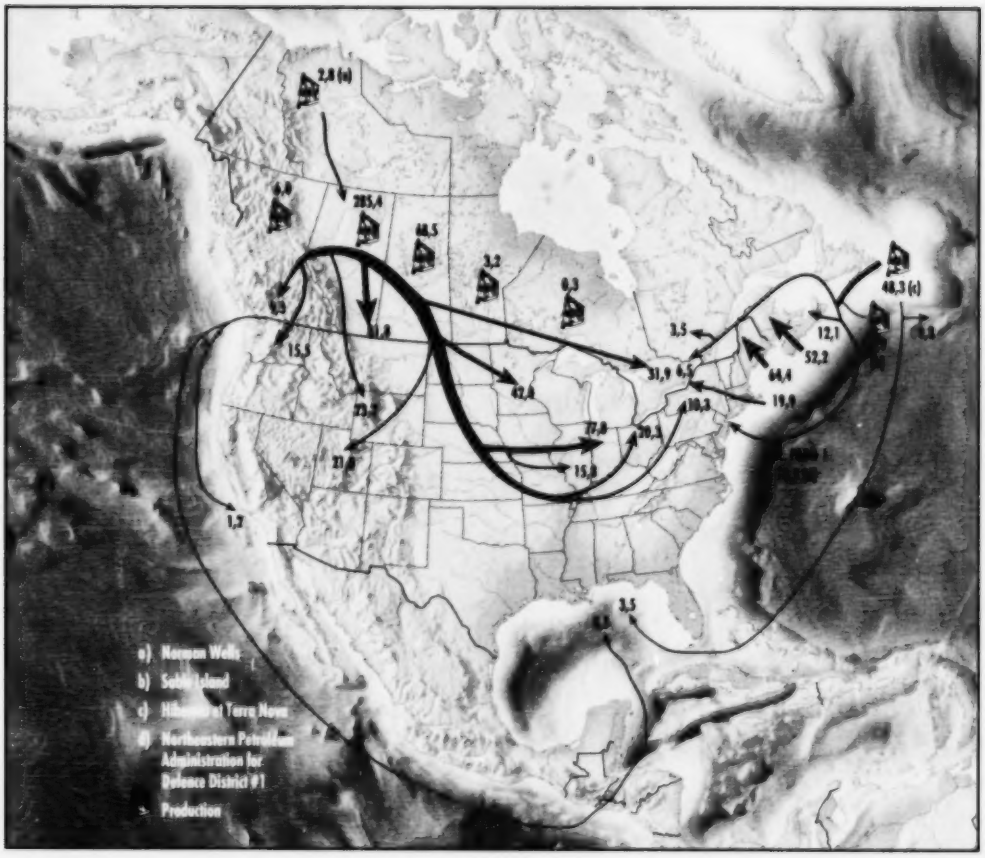


FIGURE 4

Approvisionnement en pétrole et utilisation en 2006 (en milliers de mètres cubes par jour)



SUFFISANCE DE CAPACITÉ PIPELINIÈRE

Un des principaux critères de mesure du bon fonctionnement des marchés énergétiques est la capacité du réseau pipelinier de transporter efficacement le pétrole brut, les produits raffinés, le gaz naturel et les LGN vers les régions consommatrices.

Le chapitre 2 examine les aspects suivants pour évaluer si la capacité pipelinière en place est suffisante :

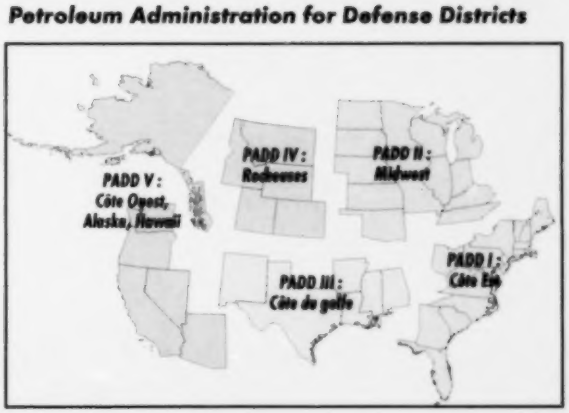
1. le rapport entre les écarts de prix et les droits du service garanti sur les principaux trajets de transport;
2. l'utilisation de la capacité des pipelines;
3. le recours à la répartition de la capacité dans les principaux oléoducs.

L'Office a généralement adopté le point de vue qu'il est souhaitable d'avoir un certain excédent de capacité pipelinière. Cela peut signifier des droits plus élevés pour les expéditeurs, mais les coûts associés à une insuffisance de capacité pourraient être beaucoup plus imposants. Une capacité d'acheminement lacunaire peut être à l'origine de grosses pertes de recettes pour les gouvernements et les producteurs, faute de pouvoir transporter le pétrole ou le gaz de ces derniers jusqu'aux marchés. En outre, la souplesse inhérente à un excédent de capacité permet aux expéditeurs d'acheminer les produits voulus aux marchés appropriés, et donc de maximiser leurs revenus.

Par exemple, dans le cas du transport de produits pétroliers, en l'absence d'une capacité suffisante pour expédier le pétrole brut jusqu'à la côte Ouest (PADD V), les producteurs peuvent acheminer leurs produits en Ontario, dans l'ensemble du PADD II (Midwest) ou jusqu'à sa partie méridionale (Cushing, en Oklahoma), au PADD III (côte américaine du golfe du Mexique) ou au PADD IV (région des montagnes Rocheuses américaines). Qui plus est, lorsque des travaux d'entretien et de réparation sont effectués dans les raffineries à l'un ou l'autre de ces endroits, les producteurs peuvent livrer le pétrole brut à d'autres marchés, pourvu que la capacité pipelinière voulue soit disponible.

FIGURE 5

Petroleum Administration for Defense Districts



2.1 Écarts de prix

Écarts de prix et droits du service de transport garanti pour le gaz naturel

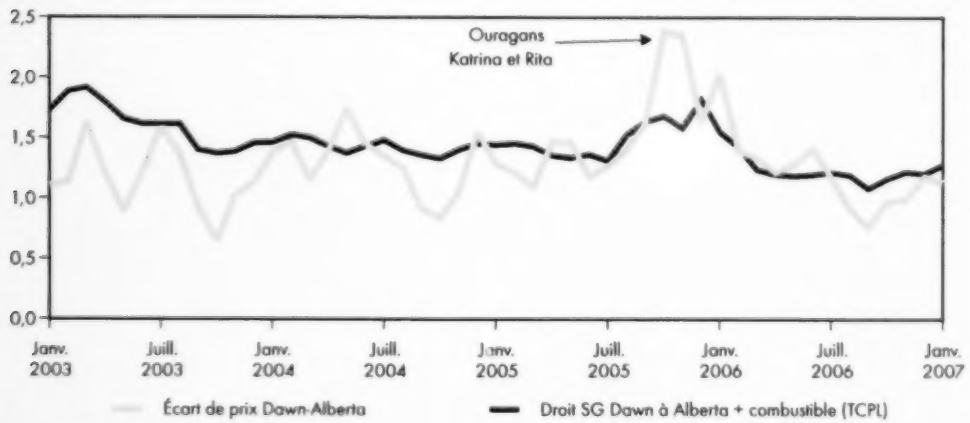
Lorsque la capacité pipelinière est suffisante entre deux carrefours commerciaux, les prix des différents produits de base ont un rapport entre eux et l'écart de prix est égal ou inférieur au coût du transport entre ces deux points. Si l'écart de prix est moindre que le droit du service de transport, majoré du coût du combustible, c'est une indication que le marché dispose d'une capacité pipelinière suffisante entre les deux points d'établissement des prix. Dans un marché qui bénéficie d'une capacité pipelinière suffisante, les fournisseurs acheminent habituellement le produit vers le marché qui procure le meilleur bénéfice net au vendeur et répondent ainsi au besoin d'énergie de cette région. Si la capacité est insuffisante, le produit ne peut pas se rendre jusqu'au marché, ce qui se traduit par des prix plus élevés pour les consommateurs en aval ou par des prix inférieurs pour les producteurs, ce qui accentue l'écart de prix entre les deux extrémités.

Pour utiliser l'écart de prix comme jauge de la suffisance de capacité pipelinière, il faut disposer de données raisonnablement bonnes sur les prix. Sont présentées ci-après deux comparaisons entre l'écart de prix et le droit du service garanti : une pour le transport sur le réseau principal de TransCanada PipeLines Limited (TransCanada ou TCPL) et l'autre pour le transport sur le réseau de Westcoast Energy Inc. (Westcoast).

La figure 6 compare l'écart de base entre la frontière albertaine et le point de livraison de Dawn avec le droit du service garanti de TransCanada entre ces deux points, majoré du coût du combustible. L'écart de prix entre l'Alberta et le point de livraison de Dawn est généralement inférieur au coût total du transport (droit du service garanti plus combustible) via le pipeline de TransCanada qui relie ces deux marchés. Cela dénote qu'il existe une capacité pipelinière suffisante entre ces endroits. Comme l'indiquent les fluctuations de l'écart de base entre les deux endroits, les prix du gaz naturel sont très portés à réagir à des variations, même modestes, du flux ou de la demande. L'écart de prix est plus prononcé à court terme lorsque la demande de gaz naturel est exceptionnellement élevée sur les marchés de l'Est, comme c'était le cas pendant les vagues de chaleur estivales de 2005 et de 2006 à l'origine d'une forte demande d'électricité de la part des centrales alimentées au gaz naturel et visant à répondre aux besoins en climatisation sur ces marchés, ou alors que l'offre provenant du golfe

FIGURE 6

Comparaison entre l'écart de prix Dawn–Alberta et le coût du transport sur TransCanada (plus le combustible)



du Mexique était réduite au cours des mois qui ont suivi les ouragans Katrina et Rita (d'août 2005 à janvier 2006). À l'inverse, cet égard peut se rétrécir, tout comme la demande de gaz et de services de transport peut se comprimer, lorsque le temps est doux et qu'il y a amplement de gaz en stockage, ce qui était le cas à l'automne 2006 et au début de la saison de chauffage pendant l'hiver 2006-2007.

La figure 7 compare l'écart de prix entre la station de compression nº 2 du réseau de Westcoast et le point d'exportation à Huntingdon/Sumas avec le droit applicable du service garanti pour le transport entre ces deux endroits (canalisation T-Sud ou réseau principal du Sud), majoré du coût du combustible. À compter de janvier 2003, l'écart de prix a été inférieur au coût de transport, sauf, ces dernières années, pendant les périodes de pointe des mois d'hiver, ce qui dénote que la capacité en place a été suffisante depuis lors. Dans l'ensemble, la comparaison entre l'écart de prix et les droits du transport garanti pour le gaz naturel révèle que la capacité pipelinière entre les marchés étudiés est suffisante la plupart du temps. Cependant, les prix du gaz naturel sont instables. Des écarts de prix plus prononcés à court terme ont été observés depuis quelques années en raison des changements des conditions du marché, qu'il s'agisse de perturbations de l'approvisionnement aux États-Unis qui sont attribuables à des ouragans, d'une demande imprévisible compte tenu des conditions météorologiques ou de la disponibilité d'autres moyens de transport pendant ces périodes.

Dans l'ensemble, la comparaison entre les écarts de prix et les droits du transport garanti pour le gaz naturel révèle que la capacité pipelinière entre les marchés étudiés est suffisante la plupart du temps. En général, l'écart de prix entre deux points d'établissement des prix a été légèrement inférieur au coût du transport pipelinier (droits), majoré du coût du combustible. Cependant, les prix du gaz naturel peuvent varier selon les conditions météorologiques qui prévalent et peuvent avoir une incidence tant sur l'écart de prix que sur le coût du combustible des pipelines. Les droits pipeliniers ont pour leur part tendance à être plus uniformes. Les figures 6 et 7 montrent des moments où l'écart de prix a surpassé le droit de transport majoré du coût du combustible. Ces situations se sont avérées temporaires, et les flux de gaz et les prix ont par la suite été contenus.

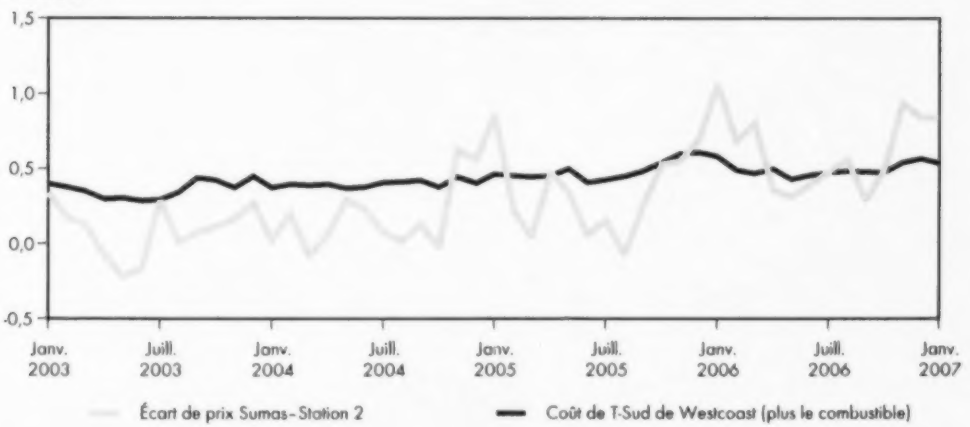
Écarts de prix et droits de transport sur les oléoducs

La disponibilité de capacité pipelinière, les notions économiques fondamentales en matière d'offre et de demande, la saisonnalité et la qualité du produit figurent au nombre des facteurs déterminants

FIGURE 7

Comparaison entre l'écart de prix Sumas–Station 2 et le coût de T-Sud de Westcoast (plus le combustible)

$CAN/GJ



des écarts de prix pour le pétrole brut. Les écarts de prix s'accentuent de plus en plus sur les oléoducs en raison de l'augmentation de la production provenant des sables bitumineux. Le pétrole brut tiré des sables bitumineux constitue un mélange plus lourd ayant un accès limité aux marchés puisque seules des raffineries spécialement outillées peuvent le transformer en produits raffinés destinés à la consommation. Les contraintes du point de vue de l'accès aux marchés exercent une pression à la baisse sur les prix du pétrole brut lourd et creusent l'écart de prix léger-lourd à certains moments de l'année. Auparavant, quand il était question d'écarts de prix, il n'était pas tenu compte du pétrole brut lourd. Toutefois, étant donné la production accrue de bitume valorisé, ou pétrole brut synthétique léger, l'écart de prix entre le pétrole brut synthétique, le pétrole brut léger canadien et d'autres types de pétrole brut fourni aux raffineries américaines est une question qui prend toujours plus d'importance. En outre, compte tenu surtout de l'accroissement de la production de pétrole brut synthétique et d'une capacité pipelinière limitée vers les marchés en aval, des remises ont été accordées pour le pétrole brut léger et synthétique canadien.

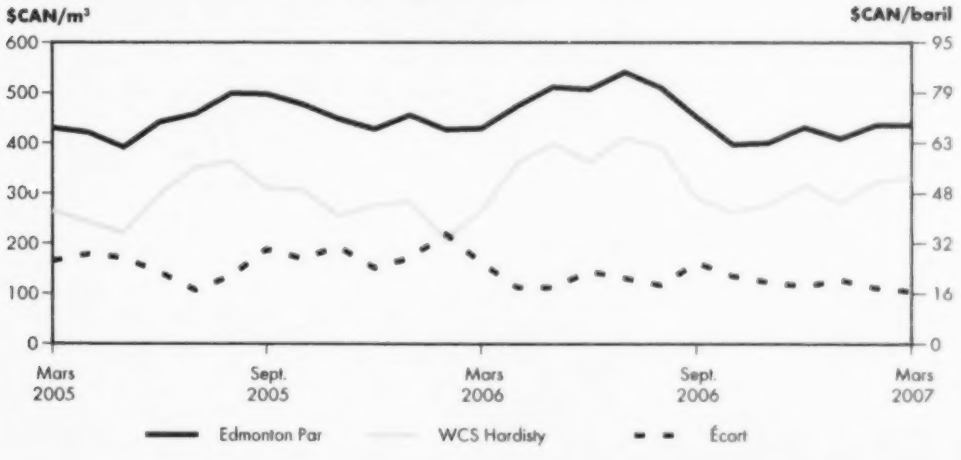
Dans la figure 8, l'écart de prix entre le pétrole brut léger Edmonton Par et le Western Canadian Select (WCS), un mélange de pétrole brut lourd dont le prix est établi à Hardisty, en Alberta, illustre l'amplitude de l'écart léger–lourd. Comme le montre la figure, l'écart a été important et variable pendant la période visée, mais il semble vouloir se rétrécir depuis septembre 2006. Au premier trimestre de 2007, l'écart léger-lourd était de 27 %. Plus particulièrement, au mois de mars, cet écart n'avait jamais été aussi bas depuis août 2004. Deux facteurs sont responsables de cette situation : l'agrandissement de l'usine de valorisation de Syncrude, qui transforme désormais davantage de bitume, soit jusqu'à 350 kb/j contre 240 kb/j en 2006, et les inversions des pipelines de Mobil et Spearhead, qui assurent le transport de presque 200 kb/j de pétrole brut au sud de Chicago, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. D'ordinaire, l'écart se rétrécit pendant la période estivale à cause d'une hausse de la demande de bruts plus lourds pour la production de bitume de pavage.

2.2 Utilisation de la capacité sur les principaux trajets

En l'absence de données appropriées à l'égard des prix pratiqués aux principaux emplacements de réception et de livraison sur les réseaux pipeliniers, une autre mesure de la suffisance de capacité consiste à comparer directement le débit des pipelines à leur capacité. L'Office suit l'utilisation de la capacité sur la plupart des gros pipelines qu'il réglemente.

FIGURE 8

Prix du pétrole brut canadien et écarts de prix



Les figures qui suivent présentent une comparaison du débit mensuel moyen et de la capacité dans le cas de certains des plus gros réseaux réglementés par l'ONÉ, soit ceux de TransCanada (réseau principal), de Foothills Pipe Lines Ltd. (Foothills), du réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada, de Westcoast, d'Alliance Pipeline Ltd. (Alliance), de Gazoduc Trans Québec & Maritimes (TQM), de Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP), de Pipelines Enbridge Inc. (Enbridge), de Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc. (TPTM), qui appartient à Kinder Morgan Canada, d'Express et de Pipelines Trans-Nord Inc. (PTNI).

Gaz naturel

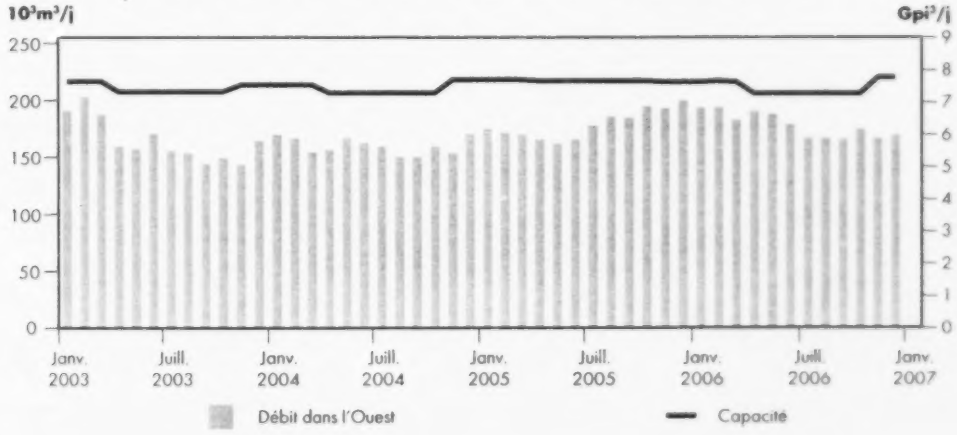
La figure 9 compare le débit mensuel moyen sur le réseau principal de TransCanada (qui est à peu près équivalent à la quantité de gaz qui transite vers l'est sur le réseau à partir de la Saskatchewan) à la capacité de la canalisation des Prairies de TransCanada. Cette comparaison montre une capacité constamment supérieure aux débits pendant la période visée. L'excédent s'est même maintenu entre juillet 2005 et juillet 2006, pendant deux étés au cours desquels les températures ont été supérieures à la normale et qui ont été à l'origine d'une forte demande de gaz naturel pour la production d'électricité dans les marchés de l'Est ainsi que d'un accroissement de la demande de gaz canadien à la suite des reculs de la production aux États-Unis attribuables aux ouragans survenus vers la fin de l'été 2005.

Les augmentations capacitaires réalisées en 2006 ou proposées pour 2007 à l'égard de la zone de l'Est du réseau de TransCanada visent à amenuiser les engorgements de manière à permettre l'élargissement de l'approvisionnement à partir de Dawn ainsi que l'accès aux marchés en pleine croissance de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis.

Dans l'ensemble, l'indicateur révèle qu'il existe une capacité pipelinière suffisante pour transporter les volumes demandés vers les marchés de l'Est. L'excédent de capacité moyen de 1,4 Gpi^3/j pour les quatre dernières années a donné l'élan requis au projet pipelinier Keystone de TransCanada. Dans le cadre de ce projet, TransCanada propose de faire passer la canalisation 100-1 du réseau principal à TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. pour l'acheminement de pétrole. Si ce projet était autorisé, il pourrait être à l'origine d'une réduction annuelle moyenne de la capacité du réseau principal de quelque 0,5 Gpi^3/j. L'Office a approuvé le transfert des installations le 9 février 2007, mais il étudie

FIGURE 9

Débit du réseau principal de TransCanada par rapport à sa capacité



toujours la demande de TransCanada Keystone visant la construction des installations requises pour le transport de produits pétroliers.

Les données de la figure 10 représentent le débit mensuel moyen sur la canalisation Foothills Pipeline (Saskatchewan) de TransCanada, par rapport à la capacité du pipeline. Cette canalisation, qui achemine du gaz de l'Ouest canadien jusqu'à des marchés du Midwest américain, se raccorde au gazoduc de Northern Border Pipeline Ltd. (Northern Border) à Monchy, en Saskatchewan. Ces dernières années, le débit du gazoduc de Foothills Pipeline (Saskatchewan) montre des variations claires selon les saisons, et l'utilisation annuelle moyenne de la capacité est passée de 94 % en 2003 à 88 % en 2006. Pendant les mois d'hiver et d'été, il fonctionne presque à capacité afin de permettre de répondre aux besoins en chauffage dans le premier cas et, dans le second, à ceux en matière de production d'électricité ainsi que d'injection dans les stocks. Entre les deux, le débit est moindre compte tenu d'une faible consommation au printemps et à l'automne.

La figure 11 présente le débit mensuel moyen sur la canalisation principale Sud de Westcoast comparativement à la capacité entre la station nº 2 et le point d'exportation à Huntingdon/Sumas.

FIGURE 10

Débit du gazoduc de Foothills Pipeline (Saskatchewan) par rapport à sa capacité, à Monchy

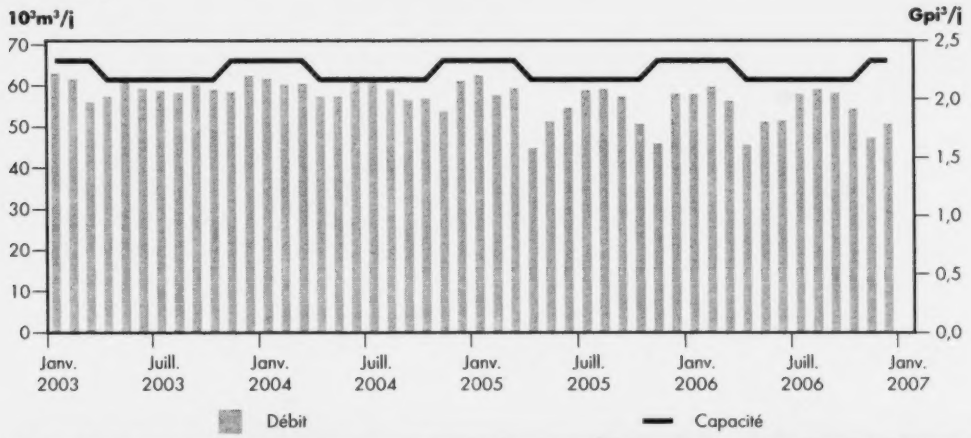
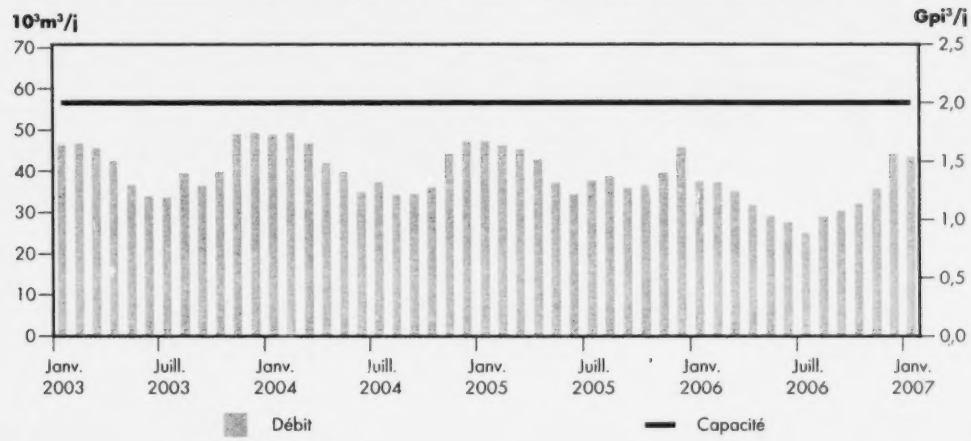


FIGURE 11

Débit de la canalisation principale de Westcoast par rapport à sa capacité



La figure fait ressortir la nature saisonnière du débit sur cette canalisation : de plus forts volumes de gaz sont transportés au creux de l'hiver et des volumes moindres le sont l'été. La concurrence accrue exercée en raison de la production de la région des montagnes Rocheuses américaines destinée aux marchés du Nord-Ouest des États-Unis, des températures douces en hiver ainsi qu'un accroissement de la production d'hydroélectricité en Colombie-Britannique et dans le Nord-Ouest des États-Unis sont autant de facteurs qui ont contribué au faible débit de la canalisation de Westcoast en 2006.

La figure 12 compare la capacité mensuelle moyenne du réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada, qui dessert principalement la Californie, à son débit. L'utilisation annuelle moyenne en 2006 était un peu plus élevée qu'au cours des années précédentes et atteignait un taux de 64 %. La capacité de réserve de ce pipeline permet d'exporter du gaz en passant par Kingsgate, en Colombie-Britannique. Les intervenants sur le marché californien disposent de diverses options de transport qui leur donnent accès aux approvisionnements de la région des montagnes Rocheuses américaines, de San Juan et des bassins permiens, en plus de ceux du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (BSOC). Cette concurrence de l'offre a réduit les importations en provenance du BSOC passant par Kingsgate.

Dans la figure 13, le débit mensuel moyen du réseau d'Alliance est comparé à sa capacité matérielle. Alliance propose une capacité en service garanti d'environ 1,325 Gpi^3/j et toute capacité supplémentaire est mise à la disposition des expéditeurs détenant des contrats, suivant une répartition au prorata, au moyen du service de dépassement autorisé (SDA). Les niveaux de SDA sont déterminés de façon journalière et le prix de cette capacité est établi au coût du combustible seulement. La capacité totale disponible varie en fonction de facteurs comme la température ambiante et la disponibilité de motocompresseurs (qui dépend des calendriers d'entretien). Pour l'essentiel, la capacité totale disponible d'Alliance a été entièrement utilisée depuis l'entrée en service du réseau, toute la capacité en service garanti étant souscrite à long terme.

La figure 14 compare le débit mensuel moyen à la capacité du réseau de Trans Québec & Maritimes (TQM), qui achemine du gaz à partir du réseau principal de TransCanada à Saint-Lazare, au Québec, jusqu'à Québec et à East Hereford, un point d'exportation au Québec (à la frontière avec l'État du New Hampshire). De plus gros volumes sont transportés pendant les mois d'hiver, ce qui met en évidence l'utilisation de gaz naturel à des fins de chauffage dans cette région et illustre la nature saisonnière du débit du gazoduc. Avec une utilisation annuelle moyenne de la capacité qui

FIGURE 12

Débit du réseau de la C.-B. de TransCanada par rapport à sa capacité, à Kingsgate

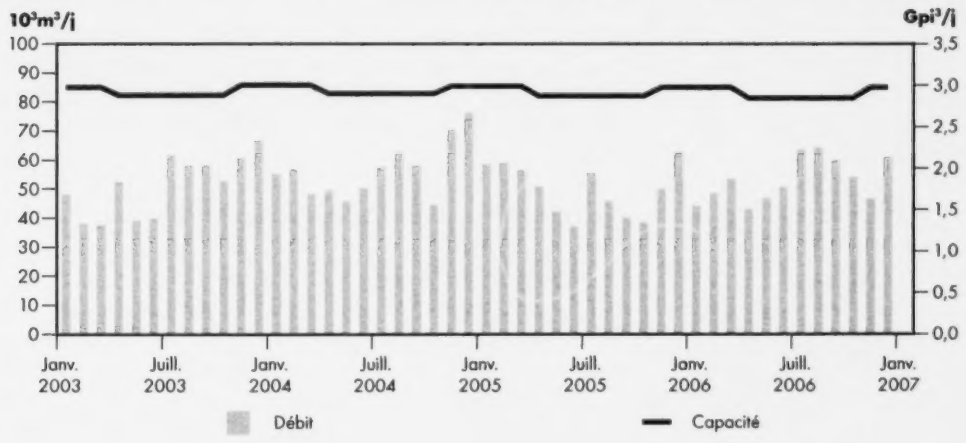


FIGURE 13

Débit du réseau d'Alliance par rapport à sa capacité

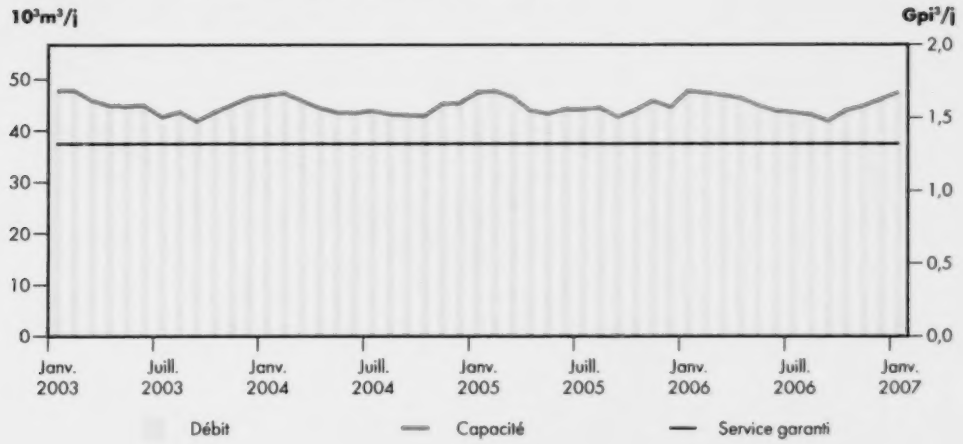
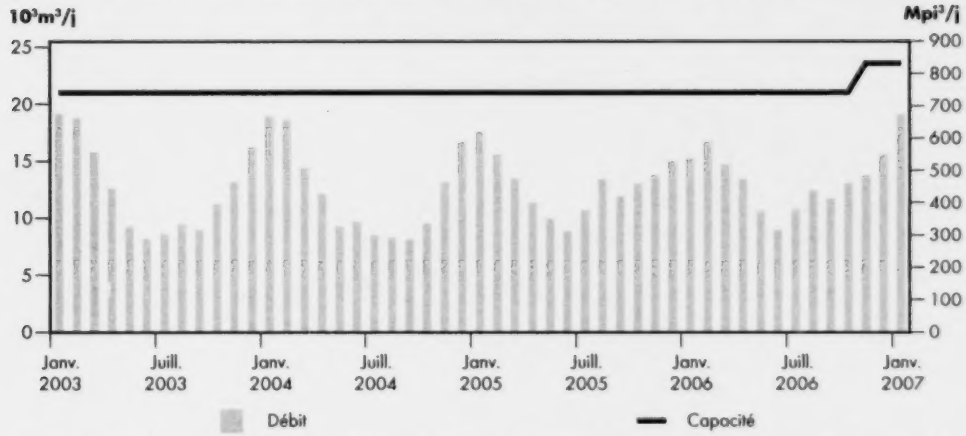


FIGURE 14

Débit de Gazoduc Trans Québec & Maritimes par rapport à sa capacité

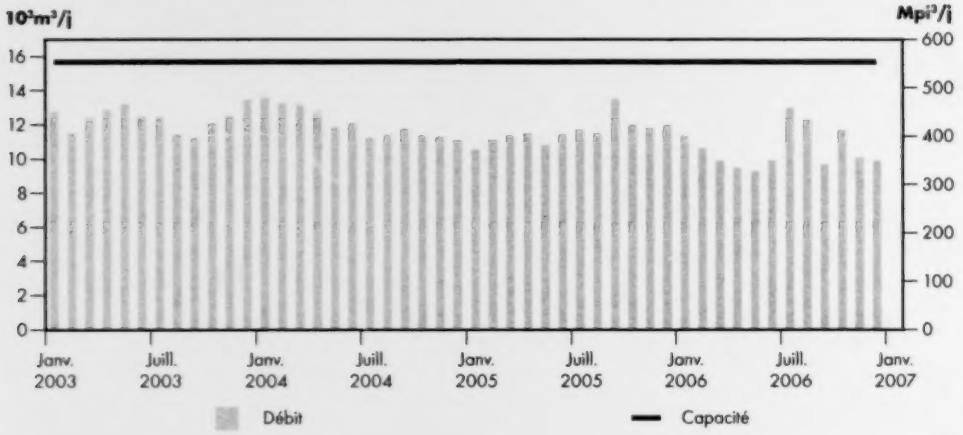


tourne autour de 60 %, ce gazoduc a disposé de tout temps d'une capacité de réserve, surtout en été. Cependant, parce que la capacité de compression limitée du réseau est nécessaire pour fournir la pression de livraison requise au point d'exportation d'East Hereford, toute capacité libre sur TQM est très sensible à la distribution réelle de la charge sur le gazoduc. En 2006, TQM a entrepris d'étendre son réseau de manière à répondre à une demande accrue découlant de la construction d'une nouvelle centrale alimentée au gaz sur le territoire québécois.

La figure 15 présente la capacité mensuelle moyenne du gazoduc de M&NP comparativement à son débit. L'utilisation annuelle moyenne de la capacité est passée d'environ 92 % en 2002 à un niveau de plus ou moins 68 % en 2006. Le recul de la production de gaz naturel en provenance de la zor.e extracôtière de la Nouvelle-Écosse est à l'origine de cette baisse. Les variations de débit tiennent surtout à des fluctuations de l'offre de gaz alors que la demande pour l'exportation de gaz destiné aux marchés du Nord-Est des États-Unis demeure forte. Vers la fin de 2006, l'ajout de compression à la plateforme en mer visait à accroître la productibilité. Par ailleurs, deux projets d'approvisionnement en gaz sont à l'étude dans la région, ce qui pourrait élargir l'offre.

FIGURE 15

Débit du gazoduc de Maritimes & Northeast Pipeline par rapport à sa capacité



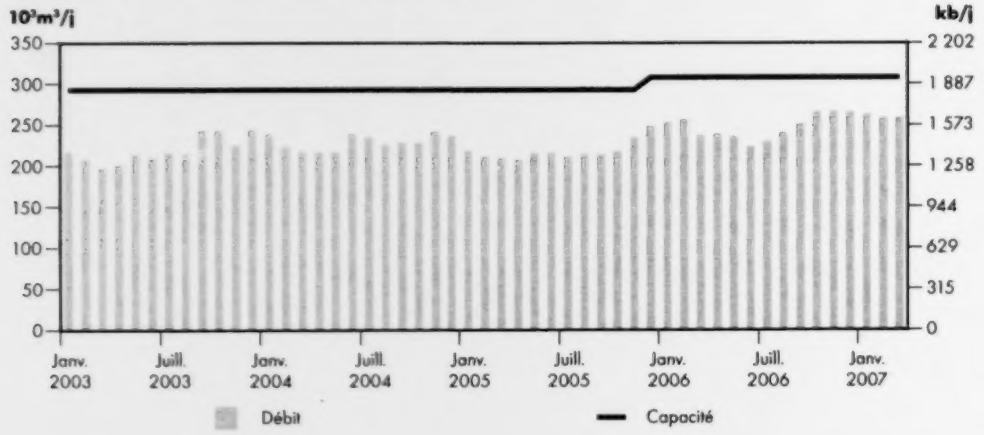
Pétrole

Il peut être difficile d'établir la capacité et le débit d'un oléoduc parce qu'il y a de nombreux facteurs à considérer, notamment les types de produits, le mélange des produits, la constitution des lots et la configuration du pipeline.

Le réseau d'Enbridge trouve son point de départ à Edmonton, passe par l'Alberta et traverse les Prairies canadiennes vers l'est, jusqu'à la frontière canado-américaine près de Gretna, au Manitoba, où il rejoint le réseau de Lakehead aux États-Unis. Il représente le plus gros pipeline de pétrole brut au monde et est le principal transporteur de ce produit entre l'Ouest canadien et les marchés de l'Est du Canada et du Midwest américain. De plus, le réseau d'Enbridge est relié à des oléoducs qui acheminent du pétrole brut jusqu'à Cushing, en Oklahoma, et de là, jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique. Le réseau est constitué de nombreuses canalisations qui transportent du pétrole brut, des LGN et des produits pétroliers raffinés. La figure 16 montre le débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité. En 2006, Enbridge a transporté environ 247 000 m³/j (1,6 Mb/j) de

FIGURE 16

Débit du réseau d'Enbridge par rapport à sa capacité



pétrole brut, de produits pétroliers et de LGN. Au premier trimestre de 2007, le réseau d'Enbridge a fonctionné à environ 85 % de sa capacité. Depuis le troisième trimestre de 2006, nombre de ses canalisations ont fonctionné à pleine capacité ou presque, même que certaines ont parfois nécessité la répartition de cette capacité (voir la section 2.3).

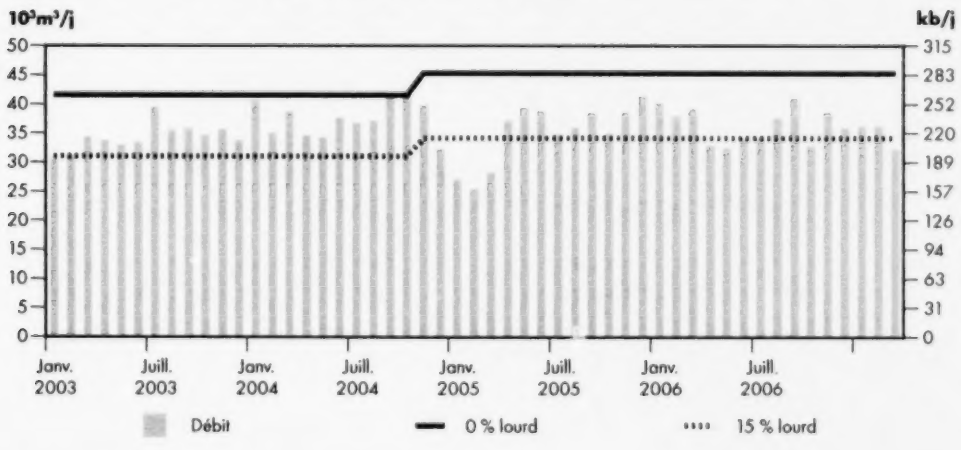
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc., qui appartient à Kinder Morgan, achemine vers l'ouest à partir d'Edmonton, en Alberta, du pétrole brut et des produits pétroliers raffinés qui aboutissent en divers lieux de la Colombie-Britannique et de l'État de Washington ainsi qu'outre-mer. La capacité actuelle du réseau de TPTM, en supposant des expéditions de pétrole lourd, se chiffre à 35 700 m^3/j (225 kb/j). L'oléoduc est exploité à pleine capacité, ou presque, depuis plusieurs années et a plusieurs fois eu recours à des répartitions de la capacité (voir la partie 2.3). La figure 17 illustre deux degrés de capacité pour l'oléoduc de TPTM, le premier sans aucun envoi de pétrole brut lourd alors que le second suppose une proportion de 15 % de ce pétrole. Le transport de pétrole brut lourd réduit la capacité pipelinière. En moyenne, les arrivages de pétrole brut de TPTM à Edmonton étaient constitués à 15 % de pétrole brut lourd en 2006. La station de pompage agrandie de TPTM devrait être en service au deuxième trimestre de 2007, ce qui permettra d'ajouter 5 600 m^3/j (35 kb/j) à la capacité.

En février 2006, TPTM a présenté une demande à l'ONÉ afin de dédoubler sur une longueur de 158 km un tronçon de son oléoduc allant de Hinton, en Alberta, jusqu'à un endroit près de Rearguard, en Colombie-Britannique. La capacité serait alors accrue de 6 360 m^3/j (40 kb/j). Une audience publique orale a été tenue en août 2006 et l'Office a approuvé la demande en octobre. L'entrée en service est prévue pour le quatrième trimestre de 2008.

Au premier trimestre de 2007, TPTM a fonctionné à environ 77 % de sa capacité (voir la figure 17). Même s'il est exploité en deçà de sa capacité nominale de 285 kb/j, le réseau de TPTM a eu recours à la répartition en janvier et en février 2007. La croissance de la production tirée des sables bitumineux, la forte demande des raffineurs de l'État de Washington et des envois de pétrole brut toujours plus imposants à partir du quai Westridge sont des facteurs qui ont contribué à la répartition du transport sur le réseau de TPTM. En outre, à l'été 2006, une interruption temporaire de l'exploitation du gisement de Prudhoe Bay, en Alaska, attribuable à la corrosion d'un pipeline, a fait augmenter le débit de l'oléoduc de TPTM.

FIGURE 17

Débit du réseau de TPTM par rapport à sa capacité



Depuis plusieurs années, le pipeline d'Express est exploité à pleine capacité. En dépit d'une augmentation capacitaire majeure de 16 000 m^3/j (100 kb/j) en 2005, portant la capacité à 44 900 m^3/j (280 kb/j), il y a eu répartition sur l'oléoduc en 2006. Express est le seul pipeline de pétrole brut dans l'Ouest canadien dont la majeure partie de la capacité fait l'objet d'ententes de prise obligatoire avec les expéditeurs.

Au premier trimestre de 2007, Express a fonctionné à environ 76 % de sa capacité (figure 18). Les envois de pétrole brut à Hardisty ont été moindres sur l'oléoduc d'Express en raison d'une répartition continue en aval sur le réseau de Platte Pipeline aux États-Unis.

Pipelines Trans-Nord Inc. exploite un pipeline servant au transport de produits pétroliers raffinés. L'oléoduc transporte des produits pétroliers raffinés vers l'ouest, à partir de Montréal jusqu'au nord de Toronto. Une canalisation bidirectionnelle est également exploitée entre Toronto et Oakville, en Ontario. En outre, le réseau de PTNI achemine des produits raffinés vers l'ouest, soit jusqu'à Toronto, à partir de la raffinerie de la Compagnie pétrolière impériale Ltée (Impériale) à Nanticoke, en Ontario. Au premier trimestre de 2007, le réseau de PTNI présentait un débit moyen de 33 000 m^3/j (208 kb/j) de produits pétroliers. En général, l'oléoduc est exploité à capacité.

FIGURE 18

Débit du pipeline Express par rapport à sa capacité

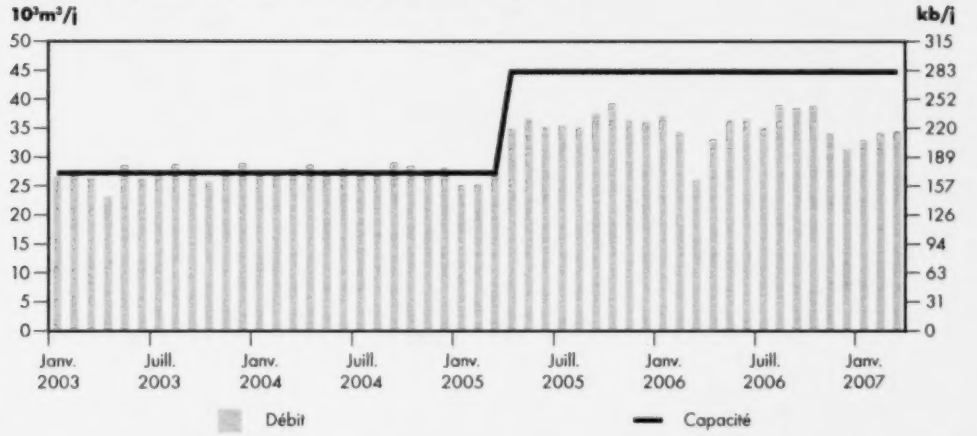
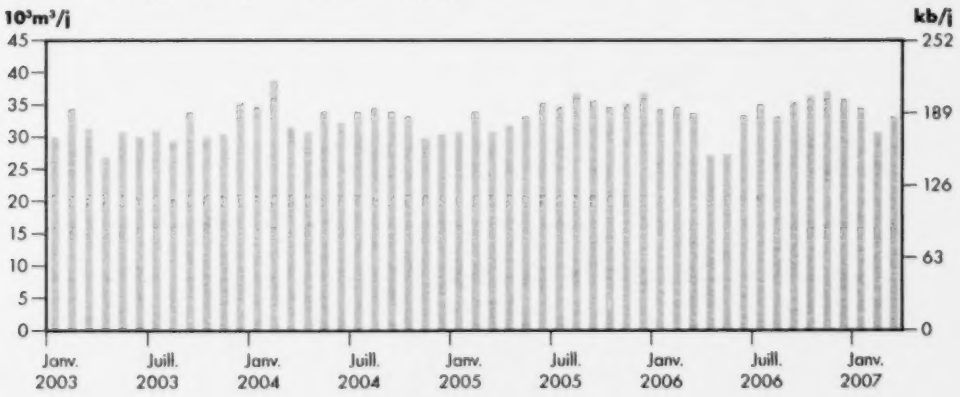


FIGURE 19

Débit du réseau de Pipelines Trans-Nord Inc.



Au cours du premier trimestre de 2007, il y a eu un incendie à la raffinerie de l'Impériale à Nanticoke qui a fait que celle-ci a dû cesser ses activités, occasionnant ainsi une pénurie d'essence et de diesel dans le sud de l'Ontario et du Québec. Pendant cette période, le débit du réseau de PTNI a été réduit.

La capacité du réseau de PTNI est difficile à calculer parce qu'il y a plusieurs points de livraison et que la capacité de chaque tronçon est différente.

2.3 Répartition

Les oléoducs sont normalement exploités comme des transporteurs publics. Quand l'oléoduc fonctionne comme un transporteur public, les expéditeurs passent des commandes pour les volumes qu'ils souhaitent faire acheminer, de façon mensuelle, sans conclure de contrat. Lorsque les expéditeurs commandent le transport de quantités de pétrole ou de produits pétroliers supérieures à ce que l'oléoduc peut transporter ce mois-là, la capacité du pipeline est répartie (c'est-à-dire que les volumes commandés sont réduits) en fonction des modalités du tarif en vigueur. Une augmentation de l'offre, la croissance de la demande, la restructuration d'un pipeline ou l'inactivité de raffineries pour cause d'entretien sont au nombre des facteurs qui peuvent provoquer une répartition de la capacité. Il existe quelques pipelines au Canada qui sont exploités, en tout ou en partie, dans le cadre d'ententes de prise obligatoire à long terme avec les expéditeurs, notamment ceux d'Express et de PTNI ainsi que la canalisation nº 9 d'Enbridge.

Il sera question ci-après des niveaux de répartition récente de la capacité sur les réseaux d'Enbridge, de TPTM et de Cochin.

Enbridge

Les canalisations nº 3 et nº 4 d'Enbridge transportent exclusivement du pétrole brut lourd tandis que la canalisation nº 2 est affectée au pétrole brut léger. Auparavant, les canalisations nº 2 et nº 4 servaient à l'acheminement de pétrole brut lourd, mais depuis l'échange des canalisations nº 2 et nº 3 au quatrième trimestre de 2005, la canalisation nº 2 a délaissé le pétrole brut lourd provenant de Hardisty, en Alberta, au profit d'un pétrole brut léger en provenance d'Edmonton, tandis que la canalisation nº 3 a effectué le passage contraire. Cet échange a été à l'origine d'une augmentation nette de la capacité de transport de pétrole lourd de 39 000 m^3/j (246 kb/j) et d'une diminution correspondante, pour le pétrole léger, de 18 400 m^3/j (116 kb/j). Cet ajout fort nécessaire à la capacité permettra de transporter un débit toujours croissant de pétrole brut lourd tiré des sables bitumineux.

Le tableau 1 fournit des données sur la répartition et le débit entre août 2006 et mars 2007. Au quatrième trimestre de 2006, le débit du réseau d'Enbridge a été très élevé, occasionnant une répartition sur les canalisations nº 5, nº 6 et nº 14. Le réseau n'a connu aucune répartition au premier trimestre de 2007, mais nombreuses ont été les canalisations pour lesquelles toute la capacité avait été réservée ou qui ont été exploitées à pleine capacité. Par ailleurs, des contraintes de capacité ont existé

TABLEAU 1

Répartition de la capacité sur le réseau d'Enbridge

	Août 2006	Sept. 2006	Oct. 2006	Nov. 2006	Déc. 2006	Janv. 2007	Févr. 2007	Mars 2007
Répartition	0 %	0 %	0 %	0 %	8 %*	0 %	0 %	0 %
Débit ($10^3m^3/j$)	240,7	251,0	266,3	266,8	266,7	263,6	258,9	259,7

* Canalisations nº 5, nº 6 et nº 14

en raison d'un engorgement en aval, à Superior, au Wisconsin, du fait que la capacité sortante à cet endroit est de 230 000 m^3/j (1,4 Mb/j) tandis qu'Enbridge est en mesure de livrer jusqu'à 300 000 m^3/j (1,9 Mb/j) de produit à cette destination.

Le débit du réseau d'Enbridge a quelque peu régressé au deuxième trimestre de 2006 en raison d'interruptions de l'exploitation à deux usines dans la région des sables bitumineux. Il a augmenté au troisième trimestre de 2006, une situation qui rend compte des accroissements de la capacité et d'une plus grande production tirée des sables bitumineux. En outre, à prix concurrentiel, le pétrole brut de l'Ouest canadien a délogé certains volumes d'importation qui auraient habituellement été acheminés jusqu'à la région de Sarnia sur la canalisation nº 9 d'Enbridge. Tout indique que la production accrue qui sera tirée des sables bitumineux en 2007 pourrait faire en sorte que la répartition soit encore plus présente sur le réseau d'Enbridge.

La canalisation nº 9 d'Enbridge transporte du pétrole brut de Montréal, au Québec, jusqu'aux raffineries de Nanticoke et de Sarnia, en Ontario. Sa capacité est de 38 150 m^3/j (240 kb/j). La répartition en a été absente entre août 2006 et février 2007. Les envois sur la canalisation nº 9 sont de moins en moins volumineux, surtout depuis la fermeture de la raffinerie de Petro-Canada à Oakville au deuxième trimestre de 2005. En 2006, le recul du débit a été le résultat de travaux d'entretien à la raffinerie de l'Impériale à Sarnia, au deuxième trimestre, ainsi que d'un accroissement des livraisons de pétrole brut de l'Ouest canadien à prix plus concurrentiel.

En janvier 2007, Enbridge Pipelines (Westspur) Inc. a présenté une demande auprès de l'Office en vertu de l'article 52 de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) concernant le projet d'élargissement de la capacité à partir d'Alida, en Saskatchewan, jusqu'à Cromer, au Manitoba. Le pipeline Enbridge Westspur a été construit en 1956. Ce grand oléoduc était destiné au transport de pétrole brut. Il transporte également des LGN à partir d'une usine de traitement à Steelman, en Saskatchewan. Il est relié aux canalisations d'exportation d'Enbridge à Cromer, d'où le pétrole brut a accès aux marchés en aval.

Le projet propose la construction d'un nouveau pipeline d'un diamètre de 168,3 mm (6 po) sur une distance de 60 km et visant le transport de LGN d'Alida jusqu'à Cromer, ainsi que la transformation de la canalisation existante de manière qu'elle serve à l'acheminement de pétrole brut plutôt que de LGN comme c'est le cas actuellement. La capacité de la canalisation actuelle passerait ainsi de 25 000 m^3/j (157 kb/j) à 34 600 m^3/j (218 kb/j).

Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Sur le réseau de TPTM, les répartitions de la capacité sont calculées de façon distincte pour les envois à destination du marché canadien, des marchés d'exportation et du quai Westridge (présentés sous les rubriques Canada, Exportation et Westridge dans le tableau 2). La répartition entre août 2006 et

TABLEAU 2

Répartition de la capacité sur le réseau de TPTM

	Août 2006	Sept. 2006	Oct. 2006	Nov. 2006	Déc. 2006	Janv. 2007	Févr. 2007	Mars 2007
Répartition								
Canada	0 %	8 %	0 %	14 %	35 %	22 %	10 %	0 %
Exportation	0 %	0 %	0 %	0 %	12 %	0 %	0 %	0 %
Westridge	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Débit ($10^3 m^3/j$)	37,6	41,0	32,9	38,6	35,9	36,2	36,3	32,4

mars 2007 reflète une offre toujours plus grande provenant des sables bitumineux et la forte demande de pétrole brut canadien dans la région de l'État de Washington. Dans un tel contexte, les envois plus volumineux de pétrole brut lourd ont entraîné un recul de la capacité sur le réseau de TPTM. Compte tenu de la faiblesse du prix du West Texas Intermediate (WTI) et des remises accordées sur le pétrole brut canadien, du fait d'une offre excédentaire dans la région de Cushing alliée à une capacité d'expédition déficitaire dans cette même région, les producteurs peuvent de plus en plus regarder du côté des marchés outre-mer et de la côte Ouest, où les prix sont plus élevés, pour améliorer leurs rentrées nettes.

En avril 2006, l'ONÉ a approuvé une demande de Kinder Morgan Inc. visant l'inclusion, dans le tarif de TPTM, d'une prime au quai Westridge à des fins de répartition de la capacité à cet endroit. La décision de l'Office exige de Kinder Morgan qu'elle crée un compte de report pour toutes les primes reçues et qu'elle rembourse les montants aux payeurs de droits au cours de l'année civile qui suit. L'Office exige aussi de Kinder Morgan qu'elle publie tous les trimestres, sous une forme globale, des données sur les primes. Il a approuvé la prolongation de ce processus jusqu'à la mise en service de la station de pompage agrandie (SPA).

Cochin

En janvier 2007, Kinder Morgan Energy Partners a acheté à BP Canada Energy Company la participation restante d'environ 50 % dans Cochin Pipeline qu'elle ne détenait pas encore. Avant l'achat, BP exploitait le pipeline, dans lequel elle détenait une participation légèrement majoritaire.

Le pipeline Cochin est le plus gros et le plus long pipeline affecté au transport de LGN au Canada. Auparavant, il servait au transport de propane, d'éthane, d'éthylène et de butanes, bien qu'il n'ait pas acheminé de butanes depuis 2002. Des travaux d'entretien continus sur le pipeline en ont limité la capacité disponible. Toutefois, tel qu'il est précisé dans le tableau 3, il n'y a pas eu de répartition sur le pipeline Cochin depuis l'été 2005, à la suite d'une interruption imprévue de son exploitation dans le but d'effectuer des réparations qui ne pouvaient attendre.

Depuis mars 2006, le pipeline Cochin a été exploité à une pression volontairement réduite en raison d'une défectuosité sur le tronçon américain. Cette restriction, qui fait que la pression ne peut dépasser 900 lb/po^2, s'applique à la canalisation dans son intégralité, de Fort Saskatchewan, en Alberta, jusqu'à Windsor, en Ontario. Elle demeurera en vigueur au moins jusqu'à l'automne 2007. Les envois d'éthylène, nécessitant une haute pression de vapeur, ont été suspendus jusqu'à nouvel ordre.

Par ailleurs, Cochin a rendu publique, le 8 février 2007, son intention de suspendre les livraisons d'éthane à compter du 31 mars 2007. La société évaluera la gravité des problèmes d'intégrité du pipeline et l'ampleur des dépenses en immobilisations connexes. L'expédition de propane se poursuivra partout sur le réseau. Les expéditeurs ont aussi été mis au courant du fait que le pipeline serait exploité à pression réduite au moins jusqu'à l'automne 2007. Puisque la canalisation ne servira qu'au transport de propane, sa capacité moyenne devrait se situer entre environ 9 500 m^3/j et 11 100 m^3/j (60 kb/j et 75 kb/j). Après la levée des restrictions de pression, la capacité retournera probablement à 16 700 m^3/j (105 kb/j).

TABLEAU 3

Répartition de la capacité sur le réseau de Cochin

	Août 2006	Sept. 2006	Oct. 2006	Nov. 2006	Déc. 2006	Janv. 2007	Févr. 2007	Mars 2007
Répartition	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %
Débit (10^3m^3/j)	7,6	5,6	9,5	7,6	10,9	7,7	7,4	6,5

2.4 Synthèse du chapitre

Dans l'ensemble, l'examen des débits et de l'utilisation de la capacité des gazoducs réglementés par l'ONÉ, à la section 2.2, révèle une capacité suffisante partout au pays, bien que des contraintes à court terme puissent exister à certains endroits selon les caractéristiques du marché, les capacités de stockage et les fluctuations saisonnières. La demande de gaz naturel varie selon la saison et il en résulte que la circulation de gaz naturel et l'utilisation de certains pipelines canadiens sont aussi sujets à des variations. Lorsqu'il est disponible, le stockage aide à atténuer les variations de flux et permet d'utiliser la capacité pipelinière plus efficacement, selon des niveaux d'utilisation plus stables.

Même si de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel continuent de s'ajouter afin d'épauler l'offre classique du BSOC, en baisse, la croissance de la demande dans l'Ouest canadien a été à l'origine d'un certain excédent de capacité sur les pipelines transportant du gaz à partir de cette région. La présence d'une certaine capacité excédentaire a donné plus de souplesse aux fournisseurs afin de pouvoir accéder, la plupart du temps, à leurs marchés de prédilection. En 2006, les projets de gazoducs visaient surtout le raccordement à de nouvelles sources d'approvisionnement et le désengorgement de régions commerciales.

Même si les indices d'utilisation de la capacité montrent la présence d'une capacité libre sur certains oléoducs et pipelines servant au transport de produits pétroliers en 2006, cette situation était en partie attribuable à des interruptions de l'exploitation d'installations qui ont réduit la quantité de pétrole brut ou de produit à acheminer. Malgré les enjeux opérationnels auxquels le secteur des sables bitumineux a dû faire face au début de 2006, les niveaux de production de bitume ont augmenté par rapport à l'année précédente, les problèmes ayant été corrigés et de nouveaux agrandissements étant entrés en service. La croissance de la production tirée des sables bitumineux et le maintien d'une solide demande aux États-Unis ont produit une très forte utilisation de la capacité des oléoducs canadiens. En outre, une légère hausse de la production de pétrole brut classique dans l'Ouest canadien, au Dakota du Nord et dans le PADD IV obligent les réseaux pipeliniers à fonctionner presque à capacité, même avec répartition par moments. Dans l'ensemble, la production accrue de sables bitumineux a maintenu à des niveaux très élevés la demande et l'utilisation de la capacité des oléoducs.

Par le passé, l'absence d'excédent de capacité pipelinière et de marchés destinataires pour la transformation de pétrole brut plus lourd avait permis l'élargissement de l'écart de prix léger–lourd, tel qu'il est illustré à la figure 8. Au premier trimestre de 2006, cet écart avait atteint 42 %. Cependant, cela n'a pas été le cas en 2007 et l'écart est revenu à ce qu'il était trente mois auparavant, ce qui rend compte de l'incidence de l'ajout de marchés auxquels il est désormais possible d'avoir accès, depuis l'agrandissement de l'usine de valorisation de Syncrude et des inversions des pipelines de Mobil et Spearhead, qui permettent d'acheminer du pétrole brut de l'Ouest canadien respectivement jusqu'à la côte américaine du golfe du Mexique et à Cushing. De cette manière, les prix du pétrole brut lourd continueront d'être robustes tout au long de l'été alors que la demande augmentera avec l'arrivée de la saison de pavage.

PERSPECTIVES – PIPELINES PROPOSÉS

3.1 Gaz naturel

Au cours des années à venir, il est prévu que la demande nord-américaine de gaz naturel continuera d'augmenter plus rapidement que les approvisionnements intérieurs. Au Canada, de nouvelles sources d'approvisionnement en gaz naturel, qu'il s'agisse des régions pionnières, des LGN ou du méthane de houille, seront de plus en plus nécessaires pour parer au recul de l'offre en provenance des sources classiques du BSOC et de l'île de Sable afin de permettre de répondre à la demande croissante. Qui plus est, l'utilisation accrue de gaz naturel pour la mise en valeur des sables bitumineux en Alberta et la production d'électricité en Ontario devrait pousser à la hausse de façon substantielle les besoins en gaz naturel au Canada. Les projets de mise en valeur des sables bitumineux du Canada représentent un marché important en pleine croissance pour le gaz naturel, afin de produire de l'électricité ou de la vapeur. Cette dernière sert à l'extraction du bitume in situ ainsi qu'à sa valorisation sous forme de mélanges synthétiques. En outre, il est probable qu'en Ontario il faudra produire de l'électricité à partir de nouvelles centrales alimentées au gaz pour que celles existantes alimentées au charbon puissent graduellement être mises hors service.

Même si les projets de nouveaux gazoducs annoncés en 2006 ont été peu nombreux, les progrès réalisés à l'égard de plusieurs de ceux rendus publics l'année précédente ont été remarquables. Le tableau 4 présente une synthèse des propositions mises de l'avant pour les pipelines réglementés par l'ONÉ. Ces projets sont le reflet des attentes de l'industrie en ce qui concerne les changements de l'offre et de la demande de gaz naturel au cours des années à venir, en plus de tenir compte de ses perspectives au sujet des modifications qui devraient éventuellement être apportées à l'infrastructure pipelinière canadienne pour :

- relier les nouvelles sources d'approvisionnement en gaz dans le Nord ou à partir de nouveaux ports méthaniers destinés à recevoir du gaz naturel liquéfié;
- porter la capacité pipelinière jusqu'aux marchés en pleine croissance de l'Est du Canada et du Nord-Est des États-Unis;
- transformer des actifs pipeliniers servant actuellement à l'acheminement de gaz, là où la capacité est suffisante, afin qu'ils servent au transport de pétrole lorsque la demande est supérieure et que cela est avantageux.

Gaz naturel liquéfié

Il est fort possible que le marché mondial du GNL, qui est en plein essor, devienne une source d'approvisionnement de premier plan en Amérique du Nord. Les réserves prouvées mondiales de gaz naturel sont environ vingt fois supérieures aux réserves prouvées nord-américaines. Alors que des

TABLEAU 4

Propositions à l'égard de gazoducs au Canada – 2006

Gazoduc	Emplacement	Augm. de la capacité (Gpi^3/j)	Date estim. de réalisation avancée par les promoteurs	Marchés visés
TCPL – Agrandissement dans la zone de l'Est du réseau principal en 2007	Ontario, Québec	0,377	Fin 2007	Centre du Canada, Nord-Est des États-Unis
TCPL et TransCanada Keystone GP Ltd. (Keystone)	Saskatchewan, Manitoba	-0,5	2009-2010	Transformation et conversion d'actifs pipeliniers pour servir au transport de pétrole plutôt que de gaz
Gazoduc Mackenzie	Delta du Mackenzie, des Territoires du Nord-Ouest jusqu'en Alberta	1,2	2014	Amérique du Nord
Gazoduc Brunswick d'Emera	Nouveau-Brunswick	0,75	2008	Canada Atlantique, Nord-Est des États-Unis
Gazoduc Deep Panuke d'EnCana	Nouvelle-Écosse	0 ,3	2010	Canada Atlantique, Nord-Est des États-Unis
TCPL/TQM – Prolongements de Gros-Cacouna et de Rabaska	Québec	0,5 et 0,5	2009-2010	Centre du Canada, Nord-Est des États-Unis

économies d'échelle de plus en plus grandes réalisées à l'égard de la liquéfaction et du transport du GNL ont permis à celui-ci de devenir une source d'approvisionnement en gaz à prix concurrentiel en Amérique du Nord, les progrès ainsi réalisés commencent à s'effriter compte tenu des coûts supérieurs de production et de construction. En prévision de la croissance des besoins en gaz naturel en Amérique du Nord, de nombreuses propositions visent l'agrandissement de terminaux existants aux États-Unis et la construction de nouvelles installations de réception de GNL, sans mentionner plusieurs projets envisagés au Canada, tel qu'il est résumé à la figure 20.

Toutefois, il y a incertitude au sujet du nombre de terminaux méthaniers qui seront construits au Canada et des effets que le GNL importé pourrait avoir sur les marchés gaziers et les flux de gaz naturel. Les installations de GNL de Canaport à Saint John, au Nouveau-Brunswick, sont en chantier et l'entrée en service est prévue pour 2008. En outre, des raccords pipeliniers supplémentaires seront requis dans la plupart des cas afin de relier les terminaux méthaniers proposés à l'infrastructure existante de gazoducs et aux marchés de gaz naturel.

Ces modifications éventuelles à l'offre et à la demande de gaz naturel au Canada ont des répercussions importantes, à la fois sur les réseaux pipeliniers existants, sur les nouveaux pipelines proposés et sur les projets touchant le GNL. Les installations qui relient d'importantes nouvelles sources d'approvisionnement, comme celles du Nord ou le GNL, ou encore des variations d'envergure de la demande régionales (p. ex., sables bitumineux en Alberta et production d'électricité en Ontario), pourraient influer sur les marchés et peser sur les taux d'utilisation des pipelines existants ainsi que sur la circulation du gaz sur ces réseaux. Les changements pourraient également avoir des conséquences sur les droits et les coûts associés à l'utilisation des pipelines en question. Par exemple, l'arrivée d'une nouvelle source d'approvisionnement en gaz dans l'Est du Canada pourrait être à l'origine d'une utilisation plus intensive des pipelines régionaux ou d'une inversion de leur débit, en plus de toucher le flux de l'offre et les pipelines à partir des sources classiques. De la même façon, une demande accrue en Alberta ou en Ontario pourrait modifier les flux et la disponibilité de gaz naturel dans les régions voisines.

Par ailleurs, l'arrivée prévue de GNL près de marchés canadiens a éveillé l'attention aux problèmes éventuels de qualité du gaz. Par conséquent, les sociétés pipelinières devront travailler en collaboration

FIGURE 20

Projets touchant le GNL envisagés au Canada

Emplacement	Terminal	Promoteurs	Capacité (Gpi^3/j)	Date estim. de mise en marche avancée par les promoteurs
1. Goldboro (Nouvelle-Écosse)	Maple - GNL	4 Gas BV et Suntera Canada Ltd.	1,0	2009
2. Saint John (Nouveau-Brunswick)	Canaport - GNL	Repsol YPF et Irving Oil	0,8	2008
3. Rivière-du-Loup (Québec)	Gros-Cacouna - GNL	Petro-Canada et TransCanada PipeLines Ltd.	0,5	2009
4. Québec (Québec)	Rabaska	Gaz Métro, Enbridge et Gaz de France	0,5	2009
5. Île Ridley (Colombie-Britannique)	WestPac - GNL	WestPac Terminals Inc.	0,3	2009
6. Emsley Cove (Colombie-Britannique)	Kitimat - GNL	Gavelston Energy	0,6	2010-2011
7. Point Tupper (Nouvelle-Écosse)	Statia - GNL	Statia Terminals Canada Partnership	0,5	n.d.
8. Saguenay (Québec)	Énergie Grande-Anse	Administration portuaire du Saguenay et Énergie Grande Anse Inc.	1,0	n.d.

n.d. - non déterminée

avec leurs clients pour fixer des normes de qualité et contrôler les procédés de manière à en assurer la compatibilité avec le matériel en place et les emplois des utilisateurs finals.

3.2 Pétrole

La croissance escomptée de la production tirée des sables bitumineux est une question qui joue un rôle de plus en plus important dans le secteur pipelinier puisque c'est dans cette optique que sont choisis les marchés supplémentaires qui doivent être exploités et la façon de procéder à l'agrandissement efficace du réseau d'oléoducs. En effet, ce ne sont pas toutes les raffineries qui sont en mesure de transformer tous les types de pétrole lourd. Les raffineries qui pourraient être agrandies ou construites dans l'Est du Canada sont situées près des grands marchés de produits pétroliers du Nord-Est des États-Unis et ont accès à des approvisionnements en pétrole brut de l'étranger ainsi qu'à la production extracôtière sur la côte Est. D'autres raffineries, dans le centre du Canada et des États-Unis,

envisagent certaines modifications qui leur permettraient de transformer le pétrole brut plus lourd tiré des sables bitumineux.

En jetant un regard vers l'avenir, l'ONÉ s'attend à la poursuite de l'augmentation de la production de pétrole brut au Canada, ce qui ajoutera aux besoins en capacité de transport afin de relier les marchés aux nouvelles sources d'approvisionnement. Par conséquent, un certain nombre de propositions visent à augmenter la capacité pipelinière afin d'acheminer du pétrole brut et d'assurer de nouvelles sources d'approvisionnement en diluants, qui sont requis pour l'exploitation toujours plus intensive des sables bitumineux. Cette capacité pipelinière supplémentaire pourrait améliorer l'accès aux marchés et en permettre une plus grande pénétration. La demande nord-américaine de pétrole et de produits pétroliers devrait elle aussi augmenter et être à l'origine d'un certain nombre de propositions visant l'agrandissement et la construction de raffineries au Canada et aux États-Unis.

Le tableau 5 présente, sous forme de synthèse, les nombreuses propositions visant des ajouts à la capacité des oléoducs au Canada. Ces projets tiennent compte des perspectives de l'industrie, dans le contexte de la croissance de la production tirée des sables bitumineux, de même que des besoins pour améliorer l'accès aux marchés. Les propositions en question comprennent des oléoducs destinés à transporter du pétrole brut de l'Ouest canadien vers la côte Ouest pour livraison à des marchés de l'État de Washington et outre-mer, ainsi que vers les marchés du Midwest américain, la partie méridionale du PADD II et la côte américaine du golfe du Mexique (PADD III), en plus d'assurer de nouvelles sources d'approvisionnement en diluants, qui sont requis pour l'exploitation toujours plus intensive des sables bitumineux. Il est estimé que les dépenses associées à ces nouveaux projets pipeliniers seraient supérieures à 23 milliards de dollars.

Au cours de l'année écoulée, l'Office a également approuvé deux demandes connexes à l'égard d'oléoducs. En octobre 2006, l'Office a approuvé une demande déposée par TPTM afin de doubler une partie de son oléoduc entre Hinton, en Alberta, et Rearguard, en Colombie-Britannique. La capacité sera alors accrue de 6 360 m^3/j (40 kb/j). L'entrée en service est prévue d'ici le troisième trimestre de 2008.

En juin 2006, TransCanada PipeLines Limited et TransCanada Keystone Pipeline GP Ltd. ont présenté à l'Office une demande visant le transfert d'une partie du gazoduc de TransCanada et des installations connexes en vue du transport de pétrole brut. La proposition du projet Keystone consiste à modifier des installations existantes servant au transport de gaz naturel au Canada et à construire un nouvel oléoduc aux États-Unis afin de transporter du pétrole de Hardisty, en Alberta, jusqu'à Patoka, en Illinois. La capacité prévue est de 69 000 m^3/j (435 kb/j) et l'entrée en service serait en 2009, sous réserve de l'obtention des approbations requises. L'Office a approuvé le transfert des installations le 9 février 2007, mais il étudie toujours la demande de TransCanada Keystone visant la construction des nouvelles installations pour le transport de produits pétroliers.

Au-delà de 2006, la figure 21 illustre les prévisions de l'ONÉ pour ce qui est de la production de pétrole brut et de la capacité pipelinière disponible afin de transporter le pétrole brut et les produits pétroliers de l'Ouest canadien en empruntant les pipelines existants et proposés. Ce tableau montre que la capacité des oléoducs devrait à peine suffire au cours des quelques années à venir. Il semble bien qu'il y aura répartition au quatrième trimestre de 2007 et que cette question pourrait régulièrement refaire surface au cours des 18 prochains mois. Comme l'indique la figure, entre maintenant et 2009, au départ de l'Ouest canadien, les oléoducs devraient être exploités à capacité. En amont, l'industrie collabore avec les sociétés pipelinières à l'élaboration de projets visant à réduire les incidences de la répartition ou à éliminer celle-ci. En 2009, TPTM disposerait d'une capacité supplémentaire de

12 000 m^3/j (75 kb/j) avec la station de pompage agrandie et le doublement, Southern Lights pourrait permettre d'ajouter encore 7 500 m^3/j (47 kb/j) à la capacité du réseau d'Enbridge à partir de Cromer, au Manitoba, et Keystone pourrait être en service si la demande à cette fin est approuvée par l'Office.

TABLEAU 5

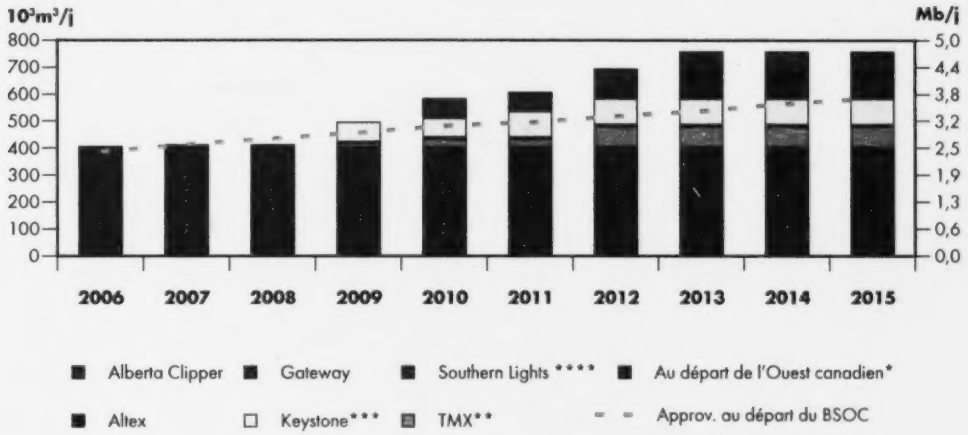
Agrandissements annoncés et potentiels d'oléoducs au Canada

Oléoduc	Date de dépôt possible	Augm. de la capacité (en kb/j)	Date estimative de réalisation avancée par les promoteurs	Marché
Terasen (TMPL)				
Agrandissement de la station de pompage	Dépôt en février 2006; Approbation en octobre 2006	35	Avril 2007	PADD V
Doublement d'ancrage - TMX1	Approbation en octobre 2006	40	Novembre 2008	Outre-mer/Extrême Orient
Agrandissement au sud				
TMPL TMX2	n.d. - Appel d'offres infructueux	100	Milieu 2010	PADD V
TMPL TMX3	n.d.	300	2012	Outre-mer/Extrême Orient
Agrandissement au nord (TMX Nord)	n.d.	400	2012 (incertain)	PADD V Outre-mer/Extrême Orient
Gateway d'Enbridge (pétrole/diluants)	n.d.	400/150	Entre 2012 et 2014	PADD V Outre-mer/Extrême Orient Alberta (pour la canalisation de diluants)
Pembina Spirit (diluants)	n.d.	100	Avril 2009	Alberta
Southern Lights d'Enbridge	Dépôt le 9 mars 2007		2010	Alberta
Canalisation de retour de diluants		186		PADD II PADD II
Agrandissement de la canalisation nº 2 (pétrole);		47		PADD II PADD II
d'Edmonton à Cromer				
de Cromer à Clearbrook				
TCPL (Keystone)	Dépôt (art. 52) - Décembre 2006	435	4e trim. 2009	Partie méridionale du PADD II et PADD III
Augmentation capacitaire Prolongement jusqu'à Cushing, Oklahoma		155	4e trim. 2010	
Augmentation capacitaire	Mai 2007	450	Juillet 2010	Partie méridionale du PADD II
Alberta Clipper	n.d.	350	n.d.	
Altex Energy	2008	250	2012	PADD III
Augmentation capacitaire Spearhead d'Enbridge	Appel d'offres (2 mars - 2 avril 2007)	65 100	2009 2011	Partie méridionale du PADD II
Doublement Spearhead	FERC seulement			
Enbridge (Southern Access)	FERC seulement	315		Midwest/Partie méridionale du PADD II
Phase I		120	2008	
Phase II		148	2009	
Phase III - Prolongement		47	n.d.	

n.d. - non déterminée

FIGURE 21

Projets d'oléoduc et prévisions de l'ONÉ quant à la production de pétrole brut



* Capacité totale actuelle des oléoducs au départ du BSOC en supposant un volume maximal pour le pétrole lourd.

** Station de pompage agrandie qui ajoute 35 kb/j à la capacité d'ici 2007 et doublement qui ajoute 40 kb/j à cette capacité d'ici le troisième trimestre de 2008. TMX Nord, qui n'est pas inclus ici, permettrait d'ajouter encore 400 kb/j à la capacité.

*** Keystone pourrait ajouter 155 kb/j à la capacité avec prolongement jusqu'à Cushing, en Oklahoma, d'ici le quatrième trimestre de 2010.

**** Augmentation de la capacité nette des oléoducs de 47 kb/j d'ici le quatrième trimestre de 2008.

DROITS PIPELINIERS ET SATISFACTION DES EXPÉDITEURS

L'Office a recours à un certain nombre d'indices pour évaluer si les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix stables et raisonnables (droits pipeliniers). Notamment, il surveille la stabilité des droits pipeliniers en vérifiant les variations d'une année à l'autre d'un droit repère pour chacun des principaux pipelines qu'il réglemente, et il achemine la rétroaction qu'il reçoit des expéditeurs, que ce soit dans le cadre de son sondage annuel sur les services pipeliniers ou sous forme de plaintes officielles. De plus, la fréquence et le degré d'acceptation des règlements de droits négociés, tout comme la création ou l'amélioration de services pipeliniers, constituent des indicateurs importants quant à la convergence des intérêts des sociétés pipelinières et de ceux des expéditeurs qui ont recours à leurs services.

Depuis toujours, les besoins en produits ont été définis en fonction de la méthode du coût du service, en tenant un certain compte du rendement du capital investi. Ces besoins étaient alors répartis entre diverses catégories tarifaires et différents éléments de coût afin de pouvoir les transposer en tarifs unitaires ou droits. La méthode d'établissement des besoins en produits et des droits correspondants devait être autorisée par l'Office.

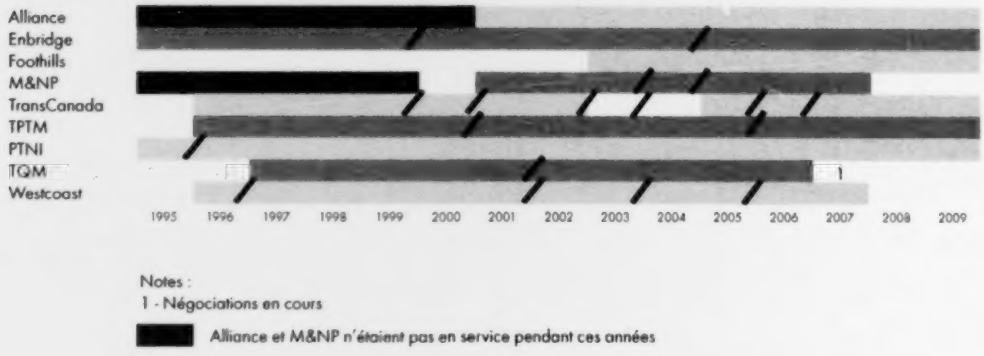
4.1 Règlements négociés

Pour rehausser l'efficacité du processus réglementaire, l'Office a, depuis le milieu des années 1980, fait la promotion du recours à des règlements négociés comme solution de rechange à la tenue d'audiences sur les droits. En septembre 1988, l'Office publiait pour la première fois des Lignes directrices relatives aux règlements négociés. L'Office a actualisé ces lignes directrices en août 1994, puis les a révisées de nouveau en juin 2002, notamment pour accroître la marge de manœuvre dans l'examen de règlements contestés. Les règlements négociés occupant une place toujours plus grande, les audiences contradictoires devant l'Office au sujet des droits sont de moins en moins courantes. Pour la plupart, les sociétés pipelinières continuent de s'appuyer sur la méthode du coût du service dans le contexte des règlements négociés.

Tel qu'il est illustré à la figure 22, en 2006, des règlements négociés s'appliquaient à l'égard de tous les grands pipelines réglementés par l'Office. Vers la fin de 2006, M&NP a négocié avec succès avec ses expéditeurs un règlement sur droits sur un an pour 2007. En outre, TransCanada a récemment négocié un règlement de cinq ans, pour la période de 2007 à 2011, qui a été approuvé par l'Office en mai 2007. TPTM a elle aussi négocié une entente de cinq ans avec ses expéditeurs pour la période de 2006 à 2010. À l'heure actuelle, TQM applique des droits temporaires fondés sur un règlement d'une durée de cinq ans qui est arrivé à échéance le 31 décembre 2006 et des discussions sont en cours avec les expéditeurs en vue d'un règlement sur droits pour 2007 et les années suivantes. La division du transport de Westcoast et ses expéditeurs en sont à la seconde année d'une entente de deux ans qui avait été conclue pour 2006 et 2007.

FIGURE 22

Période d'application des règlements négociés



Ces règlements négociés ont permis d'alléger le fardeau réglementaire imposé aux parties, tant au chapitre du temps consacré aux audiences qu'à celui des coûts connexes. Ils ont également favorisé la convergence des intérêts des sociétés pipelinières et de ceux de leurs expéditeurs.

4.2 Indice des droits pipeliniers

Des droits stables et raisonnables sont très importants pour les utilisateurs des services de transport et constituent un bon indicateur du degré d'efficacité du réseau. L'Office suit les variations annuelles des droits. Les mouvements d'un droit repère pour chacun des principaux pipelines réglementé par l'Office (p. ex., le droit de la zone de l'Est de TransCanada ou le droit T-Sud de Westcoast jusqu'au point d'exportation) sont décrits ci-après. Sous le régime de la réglementation fondée sur le coût du service, les droits pipeliniers peuvent fluctuer d'une année à l'autre pour diverses raisons. Par exemple, si une société engage des dépenses considérables pour modifier ou agrandir son réseau en réponse aux besoins des expéditeurs, ses droits peuvent augmenter ou baisser selon les circonstances particulières du projet. Une baisse de débit ou un recul de la demande contractuelle qui réduit l'utilisation de la capacité peut se traduire par une hausse considérable des droits.

Droits des gazoducs

La figure 23 présente les indices des droits repères[4] du réseau principal de TransCanada, de la division du transport de Westcoast, de Foothills, du réseau de la Colombie-Britannique de TransCanada (réseau de la C.-B.), de TQM, de M&NP et d'Alliance, ainsi que le déflateur du PIB[5]. Toutes les valeurs sont normalisées jusqu'en 2006[6].

L'augmentation du droit repère de TransCanada entre 1997 et 2004 est principalement attribuable au non-renouvellement d'un grand nombre de contrats sur le réseau principal, surtout après la mise

4 Les droits repères sont : le droit de la zone de l'Est de TransCanada; le droit T-Sud de Westcoast jusqu'au point d'exportation; le droit de la zone 9 de Foothills; le droit timbre-poste du réseau de la C.-B.; le droit de TQM – de Saint-Lazare à Trois-Rivières; le droit timbre-poste de M&NP et le droit lié à la demande mensuelle d'Alliance.

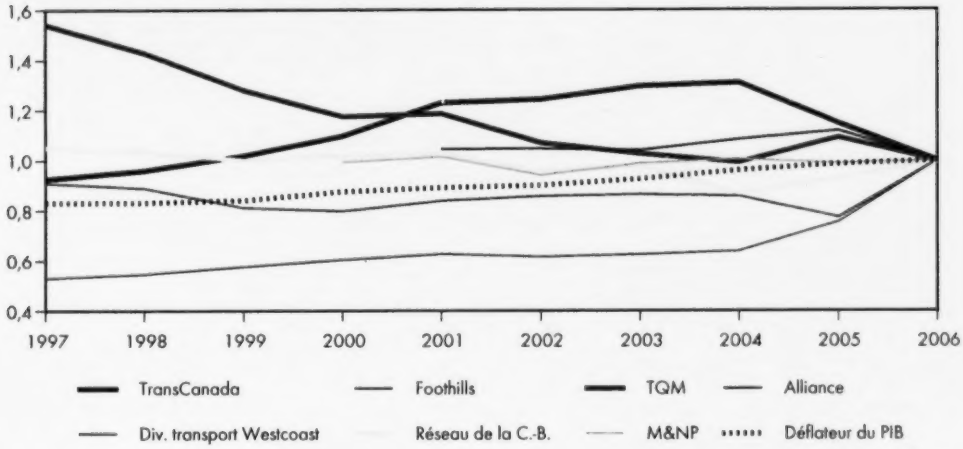
5 Le déflateur implicite du produit intérieur brut de 2006 représente une estimation fondée sur les données réelles du premier semestre de l'année et des données estimatives établies par Informetrica pour le second semestre.

6 Les différentes distances franchies ajoutent à la complexité de la comparaison des droits entre les divers pipelines. Une certaine mesure de normalisation est ainsi requise. Ici, les droits ne sont normalisés qu'en ce qui a trait à leurs propres variations au fil du temps. L'année de normalisation est choisie de façon arbitraire. La plus récente l'a été en tenant compte du fait que certains droits n'existent que depuis ces dernières années.

FIGURE 23

Droits repères de gazoducs réglementés par l'ONÉ

Valeur normalisée (2006) = 1,00



en service du gazoduc d'Alliance en 2000. Le droit a suivi d'assez près le déflateur du PIB de 2001 à 2004. Il a toutefois baissé en 2005 et en 2006, largement à cause de l'augmentation de la demande contractuelle. Il demeure toujours sous le niveau observé en l'an 2000.

Les droits de Westcoast sont demeurés relativement constants jusqu'en 2004, alors qu'ils ont augmenté de plus de 15 % en raison du non-renouvellement de contrats de service de transport garanti. De nouvelles réductions de volume en 2006 ont entraîné une augmentation supplémentaire de 32 % des droits cette année-là.

Le droit repère de TQM se situe sous les niveaux de 1997-1999. Cette situation est en partie le résultat du prolongement du réseau de gazoducs de Portland (PNGTS) en 1999 qui a fait augmenter le débit de plus de 30 % à compter de 1998. Le droit repère de Foothills a chuté en 1999 en raison d'un agrandissement rentable du réseau, mais il a augmenté en 2006 compte tenu du recul du volume et de la fin de la période de récupération des impôts reportés, qui s'était échelonnée sur dix ans jusqu'en 2005.

En 2006, les droits repères du réseau de la C.-B. se rapprochaient des niveaux de 1997. Un accroissement (de plus de 10 %) des débits, comparativement à ceux de 2003, a fait reculer le droit repère du réseau de la C.-B. en 2004. Les droits repères de M&NP et d'Alliance sont demeurés assez constants depuis la mise en service des réseaux, respectivement à la fin de 1999 et en 2000.

Droits des oléoducs

La figure 24 représente les valeurs indexées des droits repères d'Enbridge, de TPTM, de PTNI et d'Express, ainsi que le déflateur du PIB. Les valeurs sont normalisées jusqu'en 2006[7].

Le droit repère d'Enbridge a augmenté de façon assez constante au cours de la période, à un rythme plus rapide que le déflateur du PIB, sauf pour une baisse survenue en 2003. Les hausses ont été les plus marquées en 2000, en 2004 et en 2006. Aux termes du règlement négocié, Enbridge a été

7 Les droits repères sont : le droit d'Enbridge – d'Edmonton à la frontière internationale près de Chippewa; le droit de TPTM – d'Edmonton à Burnaby; le droit de PTNI – d'Oakville à Montréal et le droit d'Express pour une période de 15 ans.

en mesure de se rattraper au cours de l'année qui a suivi la baisse des revenus attribuable au fait que les débits avaient diminué. La hausse des droits en 2004 tenait principalement à un faible taux d'utilisation de la capacité du réseau par suite de récents ajouts de capacité qui n'ont pas été comblés par une augmentation correspondante du débit. Les frais fixes plus élevés ont été répartis sur de plus faibles volumes, ce qui a entraîné une augmentation des droits.

Le droit repère de TPTM a augmenté de façon continue de 1997 à 2003, mais a baissé au cours des trois dernières années. La forte augmentation en 1999 était le résultat des débits prévus. Dans le cadre du premier règlement avec droits incitatifs de TPTM, les droits étaient établis à partir des prévisions de débit. La prévision en 1999 était de 17,9 % inférieure à celle de 1998, ce qui a entraîné une hausse correspondante du droit repère. Le droit repère a baissé en 2004, en grande partie à cause de la liquidation des comptes de report de 2003, laquelle a donné lieu à la comptabilisation de produits supérieurs. Les droits repères de PTNI et d'Express ont varié plus ou moins au même rythme que le déflateur du PIB de 1997 à 2006.

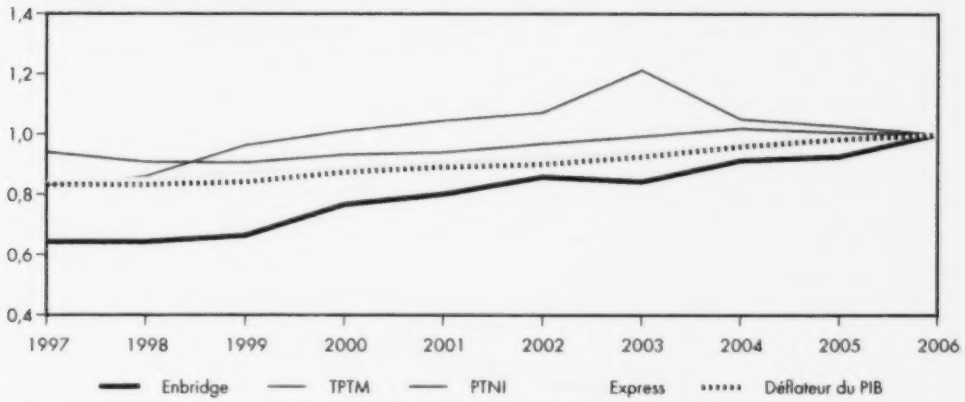
Comparaison entre les gazoducs et les oléoducs

La figure 25 présente le déflateur du PIB avec moyennes simples des indices de droits repères pour les gazoducs et les oléoducs (tels qu'ils ont été établis aux figures 20 et 21)[8]. De 1997 à 2006, les droits moyens des gazoducs ont été relativement constants en dépit de la hausse du déflateur du PIB. Pendant cette même période, les droits des oléoducs ont augmenté, mais l'accroissement net au cours de la période a correspondu à celui du déflateur du PIB. C'est surtout aux débits qu'il faut attribuer les variations pendant la période précitée.

FIGURE 24

Droits repères d'oléoducs réglementés par l'ONÉ

Valeur normalisée (2006) = 1,00



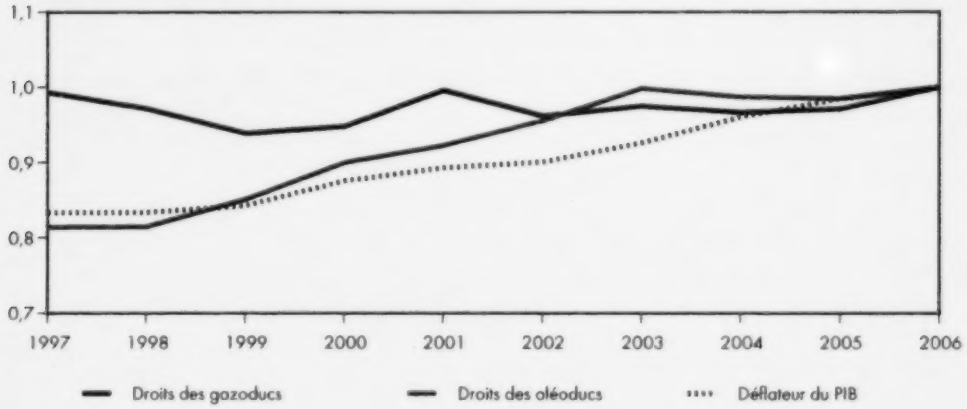
* Le droit d'Enbridge ne tient pas compte des frais de stockage ni des frais exigibles au terminal.

8 Aucun rajustement n'est effectué pour tenir compte de la longueur, de la capacité ou du volume par rapport à chacun des pipelines.

FIGURE 25

Droits repères des gazoducs et des oléoducs

Valeur normalisée (2006) = 1,00



4.3 Satisfaction des expéditeurs

4.3.1 Sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines

Au début de 2007, l'Office a mené un troisième sondage auprès des expéditeurs se prévalant des services de transport des grandes pipelinières et des sociétés du secteur intermédiaire de son ressort afin d'obtenir une rétroaction directe sur la qualité du service fourni par celles-ci. Le sondage a également servi à recueillir l'avis des expéditeurs au sujet du rendement fourni par l'Office dans son rôle de réglementation des droits et des tarifs.

Pour le sondage de cette année, envoyé directement aux expéditeurs par courrier électronique, l'Office a eu recours à un outil nommé Inquisite, implanté sur le Web. Les expéditeurs visés pouvaient ainsi chaque fois, en choisissant la réponse appropriée, exposer les vues de l'entreprise sur les services fournis par chacune des pipelinières et sociétés du secteur intermédiaire faisant l'objet du sondage, de même que sur les services offerts par l'Office. Le taux global de réponse au sondage, de 27,0 %, a été inférieur à celui de 33,5 % obtenu l'an dernier. Une centaine de sondages de plus ont été envoyés cette année, soit 523 en tout.

Après analyse des réponses, l'Office a publié un résumé des résultats globaux sur son site Web. Ces résultats sommaires incluent la moyenne de l'industrie et la distribution des réponses pour chaque question, ainsi qu'un sommaire des thèmes principaux qui se dégagent des résultats. En outre, l'Office a fourni à chaque société et à ses expéditeurs le détail des résultats propres à la société en question, y compris la cote moyenne obtenue et la distribution des réponses pour chacune des questions, de même que les commentaires textuels des expéditeurs, sans indication du nom du répondant.

L'annexe 3 présente les cotes globales accordées pour chacune des questions du sondage. Le rapport intégral sur les résultats globaux du sondage se trouve à http://www.neb-one.gc.ca/Publications/SurveyResults/PipelineServicesSurveyMay2007_f.pdf.

Services liés aux pipelines

La figure 26 montre les résultats globaux obtenus pour la question du sondage qui demandait aux expéditeurs de coter leur degré de satisfaction à l'égard de la qualité globale du service offert par leurs sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire au cours de la dernière année (la cote 1 correspondait à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait »). La cote moyenne de 3,60 accordée à l'industrie cette année est légèrement supérieure à celle qui a été donnée lors du sondage de l'an dernier et qui était de 3,57. Les répondants étaient satisfaits ou très satisfaits de la qualité d'ensemble des services dans 65 % des cas, comparativement à 58 % l'année dernière. Compte tenu de ces résultats, l'Office est en mesure de conclure que les expéditeurs semblent encore une fois raisonnablement satisfaits des services offerts par les sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire.

Les trois éléments pour lesquels les sociétés pipelinières et du secteur intermédiaire sont particulièrement prisées des expéditeurs sont :

- la rapidité d'exécution ainsi que l'exactitude des factures et des relevés;
- la fiabilité de l'exploitation matérielle des pipelines;
- la satisfaction à l'égard des systèmes transactionnels.

Les trois éléments qui, de l'avis des expéditeurs, mériteraient le plus d'être améliorés sont :

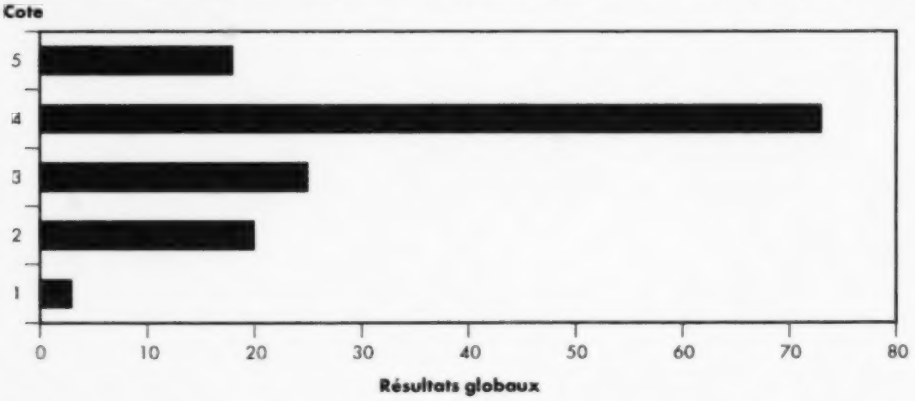
- la diminution des niveaux des droits de transport ou des charges imposées par le secteur intermédiaire;
- la démonstration d'une attitude favorisant constamment les amélioration et les innovations;
- la prise de mesures pour s'assurer du bon fonctionnement des règlements et des dispositions tarifaires.

Rétroaction à l'endroit de l'Office

Il ressort du sondage de 2007 qu'environ 59 % des expéditeurs sont « satisfaits » ou « entièrement satisfaits » du rendement de l'Office pour ce qui est de l'établissement d'un cadre de réglementation approprié, ce pourcentage étant de 55 % pour ce qui est des processus mis en œuvre afin de régler les différends. Dans les deux cas, les résultats obtenus étaient inférieurs à ceux de 2006. Les expéditeurs ont soulevé deux points qui, à leur avis, méritent l'attention de l'Office, soit d'accroître sa capacité à

FIGURE 26

Satisfaction des expéditeurs quant à la qualité du service de transport par pipeline



l'interne pour mieux servir les Canadiens et assurer des processus réglementaires efficaces davantage accessibles aux intervenants, ainsi que de rendre des décisions dans des délais plus opportuns. Il est question de ces deux éléments dans le plan stratégique 2007-2010 de l'ONÉ à l'adresse www.neb-one.gc.ca/AboutUs/strtgcpln2007_2010_f.htm.

4.3.2 *Plaintes officielles*

Si les expéditeurs ne parviennent pas à résoudre leurs différends avec les sociétés pipelinières, ils peuvent présenter une plainte officielle à l'Office. La plainte sera alors réglée dans le respect du processus officiel ou, dans certains cas, par la voie de la négociation d'une solution entre les parties. Au cours de la dernière année, les expéditeurs n'ont déposé qu'une seule plainte officielle à l'égard de laquelle l'Office a dû intervenir.

Plusieurs expéditeurs sur le réseau de Cochin Pipe Lines Ltd. (Cochin)

En décembre 2006, Cochin a déposé une demande pour l'approbation de nouveaux tarifs à compter du 1er janvier 2007. Ces tarifs visaient des augmentations allant de 91 % à 580 %, qu'il s'agisse des volumes habituels ou de ceux de nature incitative, et prévoyaient de nouveaux droits sur le tronçon allant de Detroit, au Michigan, jusqu'à Windsor, en Ontario. L'Office a reçu 11 lettres, de la part d'expéditeurs présents sur le réseau de Cochin et d'autres parties intéressées, qui faisaient état de préoccupations quant à l'ampleur des augmentations tarifaires et au moment de leur mise en application. Peu de temps après, Cochin a commencé à échanger avec ses expéditeurs en vue de l'atteinte d'un règlement, puis en février 2007, elle a présenté une demande d'approbation d'un règlement négocié accompagnée de lettres de soutien de la part de bon nombre de ses expéditeurs. Après des négociations plus poussées avec un expéditeur qui s'opposait au règlement, Cochin a laissé savoir qu'elle s'était entendue avec ce dernier au sujet de la question en litige. Le règlement de droits de Cochin a par la suite été approuvé par l'Office en mai 2007.

4.3.3 *Améliorations du service*

Les sociétés pipelinières peuvent constamment proposer des modifications à leurs services en réponse à l'évolution des circonstances ou des besoins de leurs clients et des propositions novatrices peuvent toujours être présentées. En règle générale, les pipelinières et leurs expéditeurs discutent, à l'intérieur de leur groupe de travail sur les droits, des améliorations de service proposées et trouvent un terrain d'entente avant de les présenter à l'Office en vue de leur adoption définitive. Toutefois, si le groupe de travail ne parvient pas à s'entendre sur une question en litige, la partie peut toujours en saisir directement l'Office.

Coral Energy Canada Inc. (Coral)

Coral a présenté une demande à l'Office en vue de modifier le projet d'essai de mécanisme d'atténuation du risque pour le service de transport garanti (MAR-SG) – une mesure d'enrichissement du service que TransCanada avait adoptée pour ses contrats de transport sur de grandes distances le long de son réseau principal. En février 2006, l'Office a approuvé la demande de Coral visant à élargir l'application des crédits prévus au titre du MAR-SG de manière à les accorder également à l'égard des contrats de transport sur de courtes distances détenus par le même expéditeur lorsque ces contrats, alliés à ceux sur de grandes distances, étaient à l'origine d'un acheminement ininterrompu sur le réseau principal de TransCanada. L'Office a par la suite aussi approuvé des modifications dans le sens d'une résolution adoptée sans opposition par le groupe de travail sur les droits et visant à prolonger d'un an le projet d'essai du MAR-SG.

TransCanada

En mai 2006, TransCanada a présenté une demande à l'Office pour l'approbation de deux nouveaux services sur son réseau principal, tous deux conçus afin de répondre aux fluctuations des besoins des nouvelles centrales ontariennes alimentées au gaz. L'Office a approuvé ces services, soit le service garanti à court préavis (SG-CP) et le service d'équilibrage à court préavis (SÉ-CP), au même titre que la méthode de conception des droits proposée dans le premier cas. Cependant, dans le second cas, il a ordonné à TransCanada d'élaborer une méthode différente de conception des droits.

Westcoast

Après de longues discussions avec le Groupe de travail sur les droits et le tarif au sujet d'un possible non-renouvellement des contrats visant les installations de la division du transport, Westcoast et ses clients ont convenu des améliorations suivantes au service de transport garanti, lesquelles ont par la suite été approuvées par l'Office dans le document RHW-1-2005, puis mises en œuvre en 2006 :

- les droits différenciés selon la durée (proposant des tarifs inférieurs en contrepartie d'engagements plus longs) ont représenté quelque 25 % des volumes admissibles à compter de janvier 2006;
- le service de dépassement autorisé, qui procure aux clients profitant d'un service de transport garanti un accès à une capacité supplémentaire en priorité au service interruptible, a été utilisé avec succès pendant une période de contraintes vers la fin de 2006;
- les crédits transférables entre corridors ont été mis en œuvre en 2006 pour divers corridors du réseau T-Nord de Westcoast.

En outre, dans le contexte de problèmes périodiques de gestion des déséquilibres, Westcoast, en collaboration avec l'ensemble de ses expéditeurs, a proposé une stratégie de gestion des déséquilibres de l'offre qui a fait l'objet d'un appui unanime de la part du Groupe de travail sur les droits et le tarif, et qui devrait entrer en vigueur en 2007.

4.4 Synthèse du chapitre

Les observations suivantes ont été faites dans le présent chapitre :

- les expéditeurs sont en mesure de régler, en collaboration d'intérêt avec les sociétés pipelinières, la majeure partie des problèmes liés aux droits auxquels ils font face par la voie du processus des règlements négociés;
- les droits pipeliniers ont été relativement stables en moyenne, même si des situations précises à l'échelle régionale peuvent être à l'origine d'écarts plus grands en certains endroits;
- compte tenu des résultats du sondage de l'ONÉ sur les services liés aux pipelines, les expéditeurs semblent encore une fois raisonnablement satisfaits des services offerts par les sociétés pipelinières/du secteur intermédiaire;
- les plaintes officielles sur les services sont peu nombreuses;
- l'amélioration des services pipeliniers se poursuit.

L'Office conclut que les sociétés pipelinières fournissent des services qui répondent aux besoins des expéditeurs à des prix stables et raisonnables (droits pipeliniers). Par ailleurs, les expéditeurs sont raisonnablement satisfaits du rôle que l'Office joue, et certaines suggestions à cet égard ont été incorporées dans la planification de l'Office.

INTÉGRITÉ FINANCIÈRE DES PIPELINES ET CAPACITÉ DE MOBILISER DES CAPITAUX

Les sociétés pipelinières doivent présenter assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions raisonnables afin de pouvoir assurer l'entretien de leurs réseaux ainsi que la construction de nouvelles infrastructures de manière efficace et répondre aux besoins en pleine évolution du marché. Dans les parties qui suivent, nous examinerons certains des facteurs propres à ces aspects, en commençant avec le secteur sur lequel l'Office exerce l'influence la plus directe.

5.1 Capital-actions ordinaires

Le ratio du capital-actions ordinaires se définit comme la proportion que la composante du capital-actions représente dans la structure du capital d'une société. Il est souvent utilisé pour apprécier le risque financier d'une société. Plus le ratio du capital-actions ordinaires est élevé, plus grande est la probabilité que la société pourra honorer ses obligations.

Ratios présumés du capital-actions ordinaires

L'Office autorise un ratio présumé du capital-actions ordinaires pour les sociétés pipelinières du Groupe 1 qu'il réglemente[9]. Au moment d'approuver les droits qu'une société pipelinière du Groupe 1 peut percevoir pendant une période déterminée, l'Office autorise généralement un rendement du capital-actions (RCA) et un ratio présumé du capital-actions ordinaires pour l'entité réglementée. Par ailleurs, certaines sociétés pipelinières du Groupe 1 négocient avec succès un règlement de droits global avec leurs expéditeurs qui peut prévoir la structure du capital et le rendement du capital-actions. Dans ce cas, l'Office tient quand même compte du règlement global. Compte tenu de la portée des règlements négociés, bon nombre des ratios du capital-actions ont été fixés par négociation entre les parties en présence. Par la voie d'un tel mécanisme, l'Office influe sur la rentabilité de l'exploitation et le niveau de risque financier de certaines sociétés pipelinières du Groupe 1.

TABLEAU 6

Ratios présumés du capital-actions ordinaires (en %)

	2002	2006	2007
Alliance	30	30	30
Foothills	30	36	36
M&NP	25	25	29,27
TQM	30	30	30*
Réseau de la C. B de TransCanada	33	36	40
Réseau principal de TransCanada	30	36	36
Division du transport de Westcoast	30	35	36

* Le ratio du capital-actions ordinaires de TQM est celui indiqué dans son règlement négocié qui est arrivé à échéance le 31 décembre 2006.

Le tableau 6 présente le ratio présumé du capital-actions ordinaires de certaines sociétés

9 Le ratio présumé du capital-actions ordinaires donne une structure du capital théorique qui sert à des fins d'établissement des droits et qui peut être différente de la structure du capital réelle de la société.

du Groupe 1, établi par adjudication ou négociation. Entre 2002 et 2006, TransCanada, la division du transport de Westcoast, le réseau de la C.-B. et Foothills ont bénéficié de majorations de leur ratio présumé du capital-actions ordinaires. Le marché juge qu'un tel relèvement du ratio a un effet positif sur la solvabilité de l'entreprise en réduisant son risque financier.

Rendement du capital-actions ordinaires

Le rendement du capital-actions est utilisé couramment pour évaluer la rentabilité de l'exploitation d'une société. Aux yeux des marchés financiers, il correspond au bénéfice net divisé par le capital-actions ordinaires.

Pour les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, il s'agit du rendement que la société est autorisée à réaliser sur la composante du capital-actions dans sa base tarifaire et il est fixé par adjudication ou négociation. Habituellement, les investisseurs préfèrent un RCA plus élevé.

Chaque année, l'Office décide de ce que sera le RCA autorisé en respectant la méthode décrite dans les Motifs de décision RH-2-94. Cette méthode s'applique aux pipelines réglementés par l'Office, à l'exception de ceux pour lesquels il a approuvé d'autres tarifs. Différentes raisons peuvent expliquer les écarts entre les RCA réels et ceux qui sont autorisés par l'ONÉ, qu'il s'agisse d'incitatifs, de mécanismes de partage des bénéfices ou de compressions de coûts survenues au cours de l'année.

Le tableau 7 montre les RCA réels de plusieurs sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ pour les années 2002 à 2006 ainsi que les RCA établis suivant la formule RH-2-94 qui ont été autorisés par l'Office[10]. Suivant leurs règlements négociés respectifs, Enbridge, TPTM et Trans-Nord ne sont pas tenues de présenter à l'Office leurs rapports de surveillance financière, lesquels préciseraient les RCA qu'elles ont réalisés. Par conséquent, aucune de ces sociétés pipelinières n'est incluse dans le tableau 7. D'autres sociétés y sont incluses mais ne sont pas assujetties à la formule RH-2-94 pour le calcul du RCA. Il s'agit d'Alliance et de M&NP, qui ont négocié les RCA avec leurs expéditeurs[11], et la division

TABLEAU 7

RCA réalisés et RCA d'après la formule RH-2-94 (en %)

	2002	2003	2004	2005	2006
Transport					
Alliance	11,25	11,25	11,25	11,25	11,25
Foothills	9,53	9,79	9,56	9,46	8,88
M&NP	12,95	12,31	13,75	14,31	14,68
TQM	9,80	10,21	9,84	9,92	8,99
TransCanada, Réseau de la C.-B.	9,53	8,21	8,51	9,46	8,47
Réseau principal de TransCanada	9,95	10,18	9,83	9,66	8,92
Westcoast Transmission*	13,44	12,93	10,28	10,82	9,16
Formule RH-2-94 de l'ONÉ	**9,53**	**9,79**	**9,56**	**9,46**	**8,88**
Secteur intermédiaire					
Division des services sur le terrain de Westcoast*	14,87	6,76	11,63	12,48	10,46

Source : Rapports de surveillance et rapports annuels soumis à l'ONÉ

* À l'exclusion des immobilisations en cours et, dans le cas de la division du transport, des reports

10 La formule établie lors de l'instance RH-2-94, modifiée par la suite pour éliminer l'arrondissement, qui est utilisée pour calculer le RCA de certains pipelines réglementés par l'ONÉ.

11 Les règlements ont ensuite été approuvés par l'Office. Le règlement d'Alliance prévoit un RCA de 11,25 % pendant cette période. En 2007, le rendement du capital-actions de base de M&NP est de 12 %. Jusqu'à 2006 inclusivement, son taux de base était de 13 %, plus potentiel incitatif.

des services sur le terrain de Westcoast est financièrement réglementée en fonction des plaintes, tel qu'il est décrit dans le cadre de travail sur le régime de réglementation assouplie (RHW-1-98). Les honoraires de collecte et de traitement sont négociés individuellement avec chaque expéditeur. TransCanada et TQM ont négocié des règlements sur la base de la formule RH-2-94, avec potentiel incitatif pouvant être à l'origine de variations par rapport au taux ainsi établi.

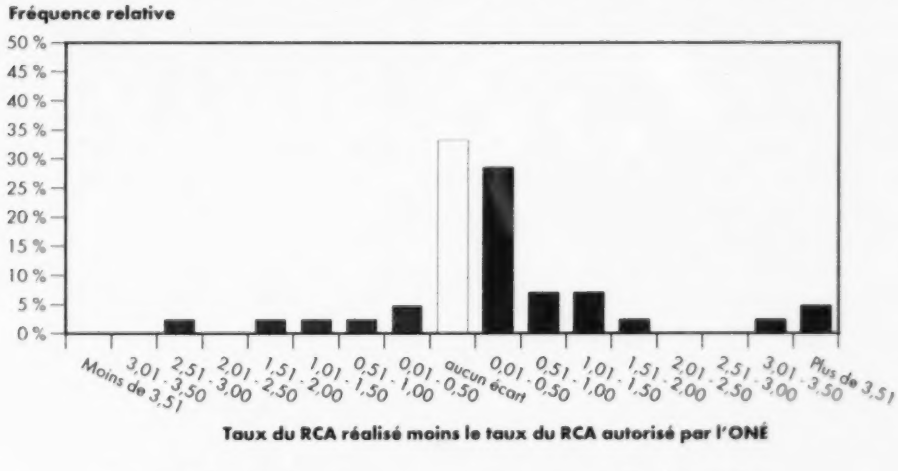
Pour 2006, la formule RH-2-94 a produit un RCA de 8,88 % et ce pourcentage régresse d'année en année depuis 2003 en raison des faibles taux d'intérêt. De 2002 à 2006, parmi les sociétés pipelinières assujetties à des RCA établis suivant la formule RH-2-94, seul le réseau de la C.-B. n'a pas produit, chaque année, un taux au moins égal ou supérieur au rendement calculé d'après la formule.

Pour la plupart, les sociétés pipelinières disposent de règlements négociés ou en ont proposé. Trois règlements ont permis des RCA différents de ceux qui auraient été calculés selon la formule, soit ceux d'Alliance, de M&NP et de Trans-Nord. Dans les cas d'Alliance et de M&NP, le RCA établi l'a été pour une période prolongée. Les autres règlements ont recours à la formule RH-2-94 afin de calculer le RCA, et nombreux sont ceux qui procurent, à divers degrés, un potentiel incitatif permettant aux pipelinières de produire un RCA plus élevé. Dans un tel contexte, les pipelinières du Groupe 1 ont pour la plupart réalisé des RCA plus élevés que ceux autorisés. Compte tenu de la faiblesse des taux d'intérêt, le RCA établi suivant la formule RH-2-94 pour 2007 est de 8,46 %.

La figure 27 illustre l'écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ dans les cas du réseau principal et du réseau de la C.-B. de TransCanada, de TQM, de la division du transport de Westcoast et de M&NP. Foothills et Alliance sont également inclus; en fonction de leurs règlements, les RCA réalisés correspondent à ceux autorisés. De 2001 à 2006, les sociétés pipelinières (représentées dans la figure 27) ont atteint ou dépassé le RCA autorisé par l'ONÉ dans 86 % des cas. La stabilité et la prévisibilité de leur rentabilité d'exploitation sont perçues comme des atouts par les porteurs d'obligations et les investisseurs de capitaux propres. C'est aussi une indication que, dans bien des cas, ces sociétés ont réussi à atteindre ou à surpasser les niveaux de rendement autorisés grâce à des mesures de compression des coûts, des incitatifs et des mécanismes de partage des bénéfices.

FIGURE 27

Écart entre les RCA réalisés et les RCA autorisés par l'ONÉ pour les années 2001 à 2006



Source : Rapports de surveillance trimestriels et annuels de l'ONÉ. Comprend le réseau principal et le réseau de la C. B. de TransCanada, TQM, le réseau de la division du transport de Westcoast et M&NP, ainsi que Foothills et Alliance, qui ont réalisé exactement les RCA autorisés.

5.2 Ratios financiers

Les ratios financiers établis à partir des renseignements contenus dans les états financiers peuvent être utiles pour décrire le rendement et l'intégrité financière d'une société. Un ratio financier prend davantage de signification lorsque celui pour une entreprise est comparé à un ratio repère ou à une norme de l'industrie au fil du temps. Divers ratios peuvent être employés pour apprécier la liquidité d'une entreprise, le rendement sur le plan de l'exploitation, le potentiel de croissance et le risque. Cependant, il faut toujours compiler et interpréter les ratios financiers d'une société avec précaution, car les éléments d'information financière se rapportent souvent à la société mère et tiennent compte d'actifs non réglementés ou d'actifs appartenant à des secteurs d'activité différents.

Dans les parties qui suivent, nous examinons plus particulièrement des ratios en rapport avec le risque financier de certaines pipelinières qui sont du ressort de l'ONÉ.

Le risque financier est le risque inhérent à l'usage qu'une société fait de titres d'emprunt et d'autres types d'obligations comportant des paiements fixes. Il est distinct du risque commercial, défini comme le risque attribuable à la nature d'une activité commerciale particulière et qui, dans le cas des pipelinières, englobe habituellement le risque d'approvisionnement, le risque de marché, le risque de réglementation, le risque de concurrence et le risque d'exploitation. Le risque financier augmente en proportion de l'importance de la dette par rapport à l'avoir des actionnaires. L'augmentation du taux d'endettement d'une société peut accroître le nombre et la valeur des paiements fixes qu'elle doit assumer à l'avenir. Dans la perspective des porteurs d'obligations, une société qui présente un risque financier supérieur à la normale pourrait avoir des difficultés à effectuer ses paiements d'intérêts. Du point de vue du porteur d'actions, le taux de couverture des charges financières donne une idée de la durabilité et de la valeur du capital-actions, ainsi que de la capacité éventuelle à verser des dividendes.

Le risque financier d'une société peut être décrit au moyen de ratios comme celui de couverture des intérêts et des charges fixes ou celui des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette.

Ratios de couverture des intérêts et des charges fixes

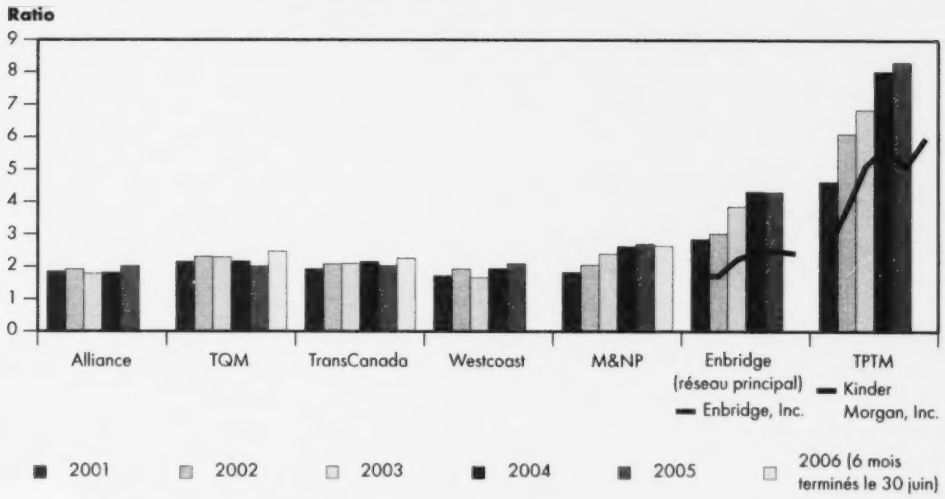
Le ratio de couverture des intérêts décrit la capacité de l'entreprise d'honorer les paiements d'intérêts et de rembourser ses créances. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts et impôts (BAII) par les frais d'intérêts. La mesure présentée ci-après est semblable : le ratio de couverture des charges fixes décrit la capacité de l'entreprise de faire face à ses paiements d'intérêts ainsi que d'autres types de paiements fixes qu'elle peut être tenue de faire. Il s'obtient en divisant le bénéfice avant intérêts, charges fixes et impôts par les charges fixes, y compris les intérêts. Un ratio de couverture élevé indique une plus grande probabilité que l'entreprise pourra honorer ses obligations et, à toutes choses égales, peut dénoter qu'elle dispose d'une capacité d'endettement inutilisée.

La figure 28 présente les ratios de couverture des charges fixes de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, tels qu'ils ont été calculés par le Dominion Bond Rating Service (DBRS). Toutes les données ne sont pas toujours disponibles pour l'ensemble des sociétés. Le réseau principal d'Enbridge est représenté au moyen des blocs tandis que la société consolidée Enbridge Inc. l'est sous forme linéaire. L'information sur TPTM n'est pas disponible de façon autonome pour 2006. La ligne superposée représente le nouveau propriétaire, Kinder Morgan Inc. Le ratio moyen de couverture des charges fixes des sociétés pour lesquelles des données sont disponibles est de 2,42, ce qui représente, pour ces sociétés, une augmentation de 6 % sur un an[12].

12 Cette moyenne a été calculée uniquement pour Alliance, M&NP, TransCanada et Enbridge Inc. La moyenne simple pour ce groupe était de 2,28 en 2005 et de 1,93 en 2001. Dans le rapport de l'année dernière, la moyenne de 3,22 indiquée comprenait d'autres pipelines, dont TPTM.

FIGURE 28

Ratios de couverture des charges fixes



Source : DBRS

Note : Enbridge (réseau principal) n'a pas de ratio de couverture des charges fixes pour 2006.

Aucune des sociétés étudiées n'a enregistré de baisse de son ratio de couverture des charges fixes en 2006 par rapport aux niveaux de 2001. De 2001 au 30 juin 2006, le ratio de couverture des charges fixes pour les cinq sociétés de gazoducs indiquées a légèrement augmenté, passant d'un peu moins de 2,0 à autour de 2,2 en 2006. Les deux sociétés d'oléoducs - Enbridge (réseau principal) et TPTM, dans chacun des cas représentant le secteur des oléoducs - présentaient des ratios plus élevés qui ont augmenté plus rapidement. Le ratio de couverture plus élevé de TPTM s'explique principalement par le fait que la société a un ratio présumé du capital-actions de 45 % (plus élevé que celui de ses pairs), ce qui signifie qu'elle avait un taux d'endettement plus faible et des paiements fixes moins élevés à effectuer. L'augmentation constante des ratios pour toutes les sociétés est un indice de décroissance du risque financier des pipelinières considérées comme un groupe.

Ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette

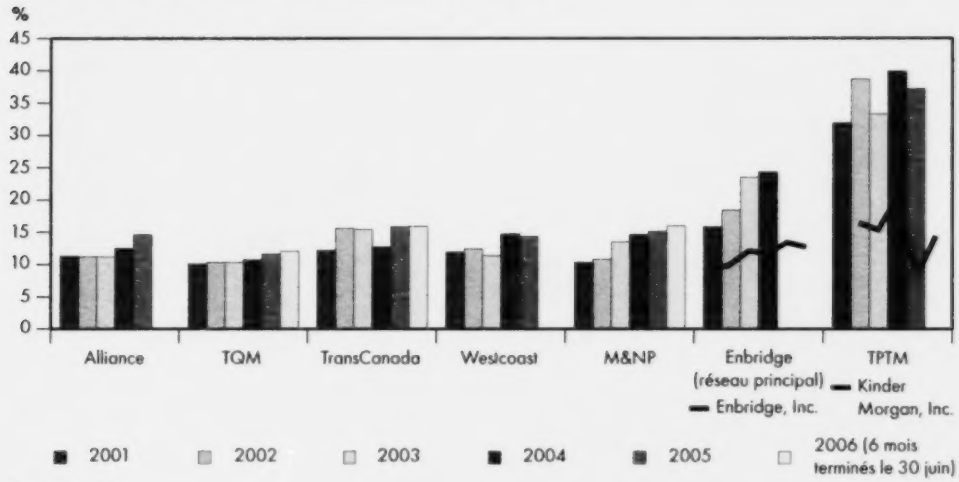
Le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette constitue une autre façon de décrire la capacité d'une société de rembourser ses créances et d'effectuer ses paiements fixes. Il s'agit du quotient obtenu en divisant les flux de trésorerie d'exploitation par la dette totale et la quasi-dette. Ici encore, un ratio élevé indique une probabilité accrue que l'entreprise pourra faire face à ses obligations et dénote que sa capacité d'endettement est supérieure à son taux d'endettement actuel.

La figure 29 présente le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette de certaines sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ, tel qu'il a été calculé par le DBRS. Comme il a été mentionné précédemment, ce ratio n'est pas disponible pour les unités pipelinières. Le ratio moyen des sociétés s'établit à 14,2 % pour la partie de l'année se terminant en juin 2006, ce qui représente une légère augmentation par rapport à l'année précédente[13]. Le ratio de TPTM a été plus élevé que celui de ses pairs pour la raison déjà énoncée que son ratio de couverture des charges fixes était supérieur.

13 Le ratio dépend grandement de la disponibilité de données pour TPTM. Dans le rapport de 2006, le ratio moyen était de 17 %, y compris les données disponibles pour TPTM. En faisant exclusion de TPTM, le ratio est beaucoup plus modeste. En se limitant aux seules sociétés pour lesquelles des données étaient disponibles cette année, la moyenne atteint 14,2 en 2006, un peu plus élevée que celle de 14,0 enregistrée en 2005, mais de loin supérieure à celle de 10,0 pour 2000.

FIGURE 29

Ratios flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette



Source : DBRS

Note : Enbridge (réseau principal) n'a pas de ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette pour 2005 et 2006.

Chez les sociétés en question, le ratio des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette a augmenté de plus de 20 % de 2000 à 2006. La progression a été constante sans période de détérioration notable. La hausse du ratio de couverture et l'augmentation constante de celui des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette permettent d'abonder dans le sens des observations effectuées au sujet du ratio de couverture des charges fixes voulant qu'en moyenne, le risque financier des entreprises a diminué au cours de la période considérée.

5.3 Cotes de solvabilité

Au Canada, les cotes de solvabilité sont déterminées par trois agences indépendantes d'évaluation du crédit : DBRS, S&P et Moody's. En général, les cotes de solvabilité permettent d'évaluer la probabilité selon laquelle l'émetteur de titres de créance sera en mesure de remplir ses obligations. En ce sens, elles donnent une idée du degré d'intégrité financière de la société visée. Les cotes de solvabilité accordées à une société rendent habituellement compte des activités consolidées de cette même société dans son ensemble plutôt que de simplement sa partie assujettie à la réglementation. Par conséquent, de telles cotes pour des sociétés comme Enbridge, TransCanada et Westcoast, qui exercent des activités réglementées et d'autres ne l'étant pas, peuvent être influencées par la partie non réglementée de leur exploitation. En outre, les cotes de solvabilité peuvent aussi être influencées dans une certaine mesure par la société mère. Les cotes de solvabilité sont quelque peu subjectives en ce sens que la cote attribuée à une entreprise représente l'opinion experte de l'agence d'évaluation; par conséquent, les cotes accordées peuvent être différentes selon l'agence qui fait l'évaluation. L'annexe 4 compare les échelles du DBRS, de S&P et de Moody's.

DBRS

Au moment d'attribuer une cote de solvabilité à une entreprise, DBRS tente de prendre en ligne de compte tous les facteurs significatifs qui pourraient influer sur le risque lié à la capacité de l'entreprise d'effectuer ses paiements de capital et d'intérêts, lorsqu'ils sont exigibles. Les principaux facteurs considérés varient d'un secteur d'activité à un autre, mais certains des aspects communs pris en compte

TABLEAU 8

Historique des cotes accordées par le DBRS

Pipeline	2002	2003	2004	2005	2006	Cote actuelle
Alliance	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
Pipelines Enbridge	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)	A (élevée)/Stable
Express[1]	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
M&NP	A	A	A	A	A	A/Stable
TQM	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
TransCanada	A	A	A	A	A	A/Stable
Trans Mountain	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	dette remboursée	dette remboursée
Trans-Nord	n.d.	n.d.	n.d.	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable
Westcoast[2]	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)	A (faible)/Stable

1 Obligations garanties de premier rang
2 Obligations non garanties
n.d. - non déterminée

dans la plupart des cotations sont la rentabilité de base, la qualité de l'actif, la qualité des stratégies et des gestionnaires ainsi que le profil de risque financier et commercial.

Dans le cas des sociétés pipelinières, des facteurs précis comme ceux qui suivent influent aussi sur la détermination des cotes de solvabilité : les questions réglementaires, le contexte de concurrence, l'offre et la demande et les activités réglementées par opposition aux activités non réglementées. Le tableau 8 indique que les cotes de solvabilité attribuées à la plupart des sociétés pipelinières du Groupe 1 sont demeurées stables de 2002 à aujourd'hui, variant entre A (faible) à A (élevée). Par ailleurs, ces cotes n'ont pas changé récemment.

Standard & Poor's

La cote de solvabilité de S&P représente la capacité et la volonté d'un emprunteur de remplir ses engagements financiers au moment opportun. S&P fonde ses cotes sur la solvabilité globale de la société consolidée. Par conséquent, la cotation d'une filiale en propriété exclusive, en l'absence d'un isolement financier véritable de la société mère, reflète habituellement la solvabilité de la société mère.

Selon la méthode de cotation de S&P, une société cotée A présente une forte capacité d'honorer ses engagements financiers, mais est quelque peu plus vulnérable aux effets négatifs de changements selon les circonstances et la conjoncture économique que ne le sont les sociétés cotées dans des catégories supérieures. Une société cotée BBB présente une capacité acceptable d'honorer ses engagements financiers. Cependant, des conditions économiques défavorables ou des changements dans les circonstances pourraient davantage mener à un affaiblissement de sa capacité de faire face à ses engagements financiers.

Les cotes antérieures de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1 sont présentées au tableau 9, lequel montre que les cotes sont demeurées stables de 2002 à aujourd'hui, variant de BBB+ à A–. Deux changements ont été apportés récemment. Tout d'abord, la cote de solvabilité à l'égard de la dette à long terme de Westcoast Energy Inc. a, en janvier 2007, été portée de BBB, où elle se trouvait depuis février 2004, à BBB+. Cette modification a été motivée par l'arrivée d'une nouvelle société mère le 2 janvier 2007 alors que Duke Energy Corporation a achevé de se départir de son entreprise de gaz naturel (y compris Westcoast) au profit de Spectra Energy Corporation, nouvelle société cotée en bourse. Ensuite, en avril 2007, S&P a révisé sa perspective pour TransCanada, la faisant passer de négative à stable. La perspective négative avait été greffée à la cote de solvabilité de TransCanada en

TABLEAU 9

Historique des cotes accordées par S&P

Pipeline	2002	2003	2004	2005	2006	Cote actuelle
Pipelines Enbridge	A-/Nég.	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable	A-/Stable
M&NP[1]	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable	A/Stable
TQM	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable
TransCanada	A-/Sous surv./Nég.	A-/Sous surv./Nég.	A-/Sous surv./Nég.	A-/Nég.	A-/Nég.	A-/Stable
Trans Mountain	BBB+/Nég.	BBB/Stable	BBB/Stable	BBB/Stable	dette remboursée	dette remboursée
Westcoast[2]	A/Stable	BBB+/Stable	BBB+/Stable	BBB/Sous surv./Nég.	BBB/Stable	BBB+/Stable

1 Obligations garanties de premier rang
2 Obligations non garanties

décembre 2002, après acquisition d'une participation importante dans Bruce Power en février 2002. S&P a fait remarquer que l'acquisition récente d'ANR par TransCanada et sa participation dans le projet pipelinier Keystone procurent une stabilité contrebalançant le recul de la base tarifaire et la baisse du rendement du capital-actions enregistrés dans le secteur, où la société évolue depuis nombre d'années.

Les agences DBRS et S&P ont toutes deux exprimé l'opinion, à différentes occasions, que le RCA découlant de la formule RH-2-94 et les ratios présumés du capital-actions autorisés par l'Office sont bas comparativement aux normes internationales. Néanmoins, les cotes attribuées par ces agences indiquent que les sociétés réglementées par l'ONÉ représentent toutes, sans exception, de bons placements.

Moody's

L'analyse de la solvabilité que fait Moody's est centrée sur les facteurs essentiels et les principaux déterminants commerciaux qui influent sur le profil de risque à court et à long termes de l'émetteur. La méthodologie de Moody's repose sur deux aspects fondamentaux :

- le risque que les porteurs de titres d'emprunt ne recevront pas les paiements de capital et d'intérêts sur un titre de créance particulier lorsqu'ils sont exigibles;
- une comparaison du niveau de risque par rapport à celui de tous les autres titres de créance.

Comme S&P, Moody's fonde principalement ses cotes sur la solvabilité globale de l'entité consolidée. Ainsi, Moody's mesure la capacité future de l'émetteur de produire des liquidités, ce qui fait qu'elle cherche surtout à établir la prévisibilité des entrées futures de trésorerie. Cette détermination s'appuie sur une analyse de l'émetteur, de ses points forts et de ses points faibles par comparaison à ceux de ses pairs à l'échelle internationale. Par ailleurs, des facteurs qui ne dépendent pas de l'émetteur sont également étudiés, comme les tendances sectorielles ou nationales qui pourraient influer sur la capacité de l'entité d'honorer ses créances. À cet égard, l'aptitude que montre la direction de l'entreprise à continuer de produire des liquidités en dépit de changements défavorables dans le contexte commercial revêt un intérêt particulier.

Le tableau 10 présente l'historique des cotes de solvabilité de plusieurs sociétés pipelinières du Groupe 1. Toutes les cotes de Moody's classent les sociétés en question dans la catégorie des bons placements, plus précisément entre « qualité moyenne » et « qualité moyenne-supérieure ».

TABLE 10

Historique des cotes accordées par Moody's

Pipeline	2002	2003	2004	2005	2006	Cote actuelle
Alliance[1]	A3	A3	A3	A3	A3	A3
Embridge Inc.	A2	A3	A3	A3	A3	Baa1
Express[2]	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1	Baa1
M&NP[2]	A1	A1	A1	A2	A2	A2
TransCanada[1]	A2	A2	A2	A2	A2	A2

1 Obligations non garanties
2 Obligations garanties de premier rang

Moody's a récemment modifié une cote de solvabilité. En mars 2007, elle a abaissé d'un niveau celle des titres de créance non garantis de premier rang d'Enbridge Inc., la faisant passer de A3 à Baa1[14]. Moody's a mentionné avoir fondé sa décision sur des inquiétudes découlant de la faiblesse du profil financier de la société, de la complexité de sa structure organisationnelle et du capital, ainsi que de l'ampleur et de l'incidence financières des plans de croissance de l'entreprise.

5.4 Commentaires de la communauté financière

Les pipelinières doivent pouvoir accéder à des capitaux pour être en mesure d'entretenir et, éventuellement, d'agrandir leurs réseaux afin de répondre à l'évolution des besoins du marché du transport. Le personnel de l'Office a rencontré des agences d'évaluation du crédit, des analystes d'actions et des fournisseurs de capitaux, tels que les caisses d'assurance et les fonds de pensions, pour discuter de leurs opinions sur la capacité des sociétés pipelinières qu'il réglemente d'avoir accès aux marchés de capitaux et de leurs vues sur les marchés du transport ainsi que sur le contexte de réglementation qui existe au Canada.

Les parties étaient toutes d'accord pour dire que les marchés de capitaux, tant au pays qu'à l'étranger au chapitre des exportations, étaient fort liquides. La forte croissance économique des dernières années, les faibles taux d'intérêt, l'accumulation de capitaux dans les régimes de retraite et la possibilité qu'ont les fonds d'actions privés d'emprunter de grosses sommes à faibles taux auprès de sociétés de financement comptent parmi les raisons citées pour expliquer cette situation, caractérisée comme étant « une masse d'argent à la recherche d'actifs trop peu nombreux ». Les entreprises réglementées, au même titre que les infrastructures et l'immobilier, étaient perçues comme des placements particulièrement attrayants. Il semble clair que les changements visant l'impôt des fiducies de revenu qui ont été apportés par le gouvernement fédéral en octobre 2006, tout comme l'accroissement du crédit d'impôt pour dividendes, ont fait augmenter la demande d'actions de sociétés versant des dividendes, qu'il s'agisse par exemple des établissements financiers, des services publics et des sociétés pipelinières, du moins de façon temporaire.

Dans de telles conditions, tout le monde s'est entendu pour dire que les pipelines réglementés par l'ONÉ n'ont eu aucune difficulté à accéder aux marchés des actions ou de la dette. Les sociétés mères de TransCanada PipeLines Limited et de Pipelines Enbridge Inc. ont récemment recueilli plus de 2 milliards de dollars sur le marché des actions. Les deux sociétés ont aussi émis des titres de créance d'un montant substantiel dernièrement. Cependant, certaines parties ont exprimé la crainte que, seules, les entités réglementées auraient de la difficulté à attirer des capitaux compte tenu des faibles

14 Enbridge Inc. est la société mère de Pipelines Enbridge Inc., à qui appartient le réseau principal d'Enbridge. À l'inverse de DBRS et de S&P, Moody's ne tient pas compte des titres de créance émis par Pipelines Enbridge Inc.

RCA. D'autres avaient plutôt le sentiment que ces entités seraient en mesure d'attirer des capitaux, mais que les modalités pourraient être plus coûteuses que celles dont profite l'entité consolidée.

Encore une fois cette année, la communauté financière a fait remarquer que les coefficients de capitalisation des bénéfices des services publics au Canada ont été plus élevés que ceux de leurs contreparties américaines du fait des belles occasions de placements dans les infrastructures énergétiques, d'un milieu réglementaire plus stable et de l'intérêt démontré à l'endroit des actions canadiennes partout dans le monde. Même si, actuellement, les liquidités sont substantielles, certains ont avancé que la situation pourrait changer sur les marchés des capitaux et ce, très rapidement, ce qui produirait une grande volatilité.

Nombreux sont les analystes qui ont exprimé leur soutien à l'endroit du recours à une formule pour établir les RCA puisqu'une telle méthode assure à la fois transparence, stabilité et prévisibilité. Toutefois, ils ont aussi été un certain nombre à soutenir que les RCA calculés au moyen de la formule utilisée étaient trop bas, affirmant qu'ils étaient de beaucoup inférieurs à ceux des entreprises réglementées aux États-Unis et au Royaume-Uni. Même si les points de vue divergeaient grandement sur cette question, certains étaient d'avis que les RCA généralement moins élevés au Canada ne se justifiaient pas en fonction des niveaux de risque différents que pourraient représenter les sociétés canadiennes comparativement à ceux des pipelines réglementés par la FERC (commission de réglementation de l'énergie des États-Unis). Certaines parties ont avancé que le temps d'une refonte de la formule des RCA était venu pour l'Office.

5.5 Synthèse du chapitre

Les observations suivantes ont été faites dans le présent chapitre :

- les ratios de couverture des charges fixes et les ratios des flux de trésorerie/dette totale et quasi-dette augmentent depuis 2001;
- les ratios présumés du capital-actions augmentent eux aussi depuis 2001;
- depuis 2001, les RCA réalisés ont, dans la plupart des cas, été égaux ou supérieurs aux niveaux autorisés par l'ONÉ;
- les RCA autorisés ont été prévisibles, mais à la baisse, ce qui fait qu'il se peut qu'ils soient maintenant trop bas;
- les cotes de fiabilité continuent de montrer qu'il s'agit de bons placements;
- la communauté financière perçoit les sociétés réglementées par l'ONÉ comme ayant accès, pour le moment, aux importantes liquidités des marchés des capitaux, mais selon certains il est clair que ces conditions peuvent changer rapidement et que, seules, les entités réglementées pourraient avoir de la difficulté à attirer des capitaux compte tenu des RCA actuels.

En général, ces observations indiquent que, pour le moment, les sociétés pipelinières présentent assez de vigueur financière pour attirer des capitaux à des conditions raisonnables.

CONCLUSIONS

Suivant les critères cernés dans l'introduction du présent rapport, l'Office est d'avis que le réseau canadien de transport d'hydrocarbures continue de bien fonctionner.

1. **La capacité des gazoducs en place est actuellement suffisante.** Les écarts de prix et les schémas d'utilisation de la capacité indiquent qu'il y a un certain excédent de capacité sur la plupart des gazoducs réglementés par l'ONÉ, même pendant la période de pointe de l'hiver. La présence d'une certaine capacité libre à l'extérieur du BSOC a donné plus de souplesse aux fournisseurs afin de pouvoir accéder, la plupart du temps, à leurs marchés de prédilection. Les projets pipeliniers envisagés visent surtout le raccordement à de nouvelles sources d'approvisionnement ou le désengorgement de régions commerciales.

   La capacité demeure très serrée sur les réseaux d'oléoducs. Même si les indices d'utilisation de la capacité montrent la présence d'une capacité libre sur certains pipelines en 2006, cette situation était en partie attribuable à des interruptions de l'exploitation d'installations qui ont réduit la quantité de pétrole brut ou de produits à acheminer. Il semble bien que les pipelines destinés à l'exportation de pétrole brut hors de l'Ouest canadien pourraient connaître des périodes de répartition d'ici le quatrième trimestre de 2007 et que cette situation pourrait se poursuivre au cours des 18 prochains mois. Tel que l'illustre la figure 20, la capacité pipelinière ne devrait pas progresser grandement d'ici 2009. L'industrie et les sociétés pipelinières collaborent afin de mettre de l'avant un certain nombre de projets qui permettront de réduire ou même d'éliminer les incidences de la répartition.

   L'ensemble des augmentations capacitaire et des nouveaux pipelines annoncés ou proposés ainsi que le passage d'installations sous-utilisées du réseau principal de gazoducs de TransCanada afin de leur permettre d'acheminer du pétrole brut illustrent bien le fait que les réseaux de transport d'hydrocarbures réagissent à l'évolution des conditions sur le marché et qu'ils ont la possibilité d'apporter des rajustements à la capacité pipelinière.

2. **Les expéditeurs continuent de dire qu'ils sont raisonnablement satisfaits des services offerts par les pipelinières.** Encore une fois, les expéditeurs jugent grande la fiabilité physique des pipelines exploités et se préoccupent davantage des niveaux des droits pipeliniers.

3. **Les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ sont financièrement saines et ont été en mesure d'attirer des capitaux à des conditions raisonnables.** Bien que les données et les indicateurs étudiés se rapportent dans certains cas aux activités consolidées des sociétés pipelinières évaluées, la communauté financière juge que les sociétés pipelinières réglementées par l'ONÉ ont pour le moment accès à des liquidités importantes sur les marchés des capitaux. Cependant, certaines parties ont aussi fait remarquer que les conditions commerciales pouvaient changer rapidement et que, seules, les entités réglementées pourraient avoir de la difficulté à attirer des capitaux compte tenu des RCA actuels.

Comme nous l'avons indiqué au chapitre 3, une foule de pipelines visant à assurer une capacité de transport suffisante sur le réseau canadien sont proposés afin d'accroître les livraisons de pétrole et de gaz naturel à des marchés en pleine croissance et aussi pour en desservir de nouveaux. Le secteur du transport pipelinier est confronté au défi d'assurer qu'une capacité appropriée soit en place compte tenu de l'évolution de la production et des besoins des marchés. Cela suppose des délais d'exécution suffisants et prévisibles afin de rallier un appui suffisant du marché pour une ou plusieurs des propositions concurrentes, d'organiser le financement, de mobiliser la main-d'œuvre et les matériaux et enfin, d'exécuter les travaux de construction des installations.

Dans l'optique de l'ONÉ, une composante essentielle, qui constitue aussi un enjeu de taille, consiste à fournir un processus équitable, efficace et opportun qui ne fausse pas les décisions d'investissement prises par le marché. Cela peut signifier des efforts constants en vue de la coordination des activités réglementaires avec d'autres administrations et la création de processus réglementaires clairs en fonction d'échéanciers prévisibles. Des exigences réglementaires inattendues peuvent faire obstacle à de nouveaux investissements lorsqu'elles sont à l'origine de retards ou d'échéanciers imprévisibles pouvant être source d'incertitudes, qu'il s'agisse du risque commercial représenté ou encore de modifications de l'offre ou des conditions commerciales. Qui plus est, le report inutile de projets, qu'il s'agisse d'un agrandissement ou de la construction d'un nouveau pipeline, peut être coûteux pour les consommateurs comme pour les producteurs, car cela entrave la mise en valeur de nouvelles sources d'approvisionnement. Compte tenu de la mise de capitaux considérable et de la nature à long terme de ces investissements, les intervenants du marché cherchent à s'assurer que des décisions optimales sont prises à cet égard.

L'Office se rend compte que le présent rapport ne propose qu'un coup d'œil ponctuel sur la situation du réseau canadien de transport d'hydrocarbures et ne fournit pas une comparaison avec des réseaux pipeliniers relevant d'autres administrations. Dans le cadre de son mandat, l'Office a l'intention de continuer de suivre l'efficacité du réseau et de poursuivre les consultations afin de connaître les points de vue de toutes les parties sur le sujet. L'Office invite les lecteurs à lui faire part de leurs impressions sur les critères de mesure employés dans le rapport et les conclusions dégagées, de même qu'à lui faire des suggestions sur les améliorations qu'il pourrait apporter dans de futurs rapports.

L'Office remercie toutes les sociétés et tous les organismes qui ont fourni, directement ou indirectement, les renseignements contenus dans ce rapport, y compris les parties qui ont bien voulu participer au Sondage sur les services liés aux pipelines.

CONSULTATION AVEC LES PARTIES PRENANTES

Alliance Pipeline Ltd.
Association canadienne de pipelines d'énergie
Association canadienne des producteurs pétroliers
Association Canadienne du Gaz
Association des consommateurs industriels de gaz
BMO Nesbitt Burns
Caisse de dépôt et placement du Québec
Canaccord Adams
Cochin Pipe Lines Ltd.
Dominion Bond Rating Service
Enbridge Pipelines Inc.
Express Pipeline Limited Partnership
Financière Sun Life
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Kinder Morgan Canada Inc.
Marchés mondiaux CIBC Inc.
Maritimes and Northeast Pipeline
Moody's Investor Services
Pipelines Trans-Nord Inc.
RBC Capital Markets
Régime de retraite des enseignantes et des enseignants de l'Ontario
Scotia Capitaux
Standard & Poor's
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.
Terasen Pipelines Inc.
TransCanada PipeLines Limited
Union Gas Limited
Westcoast Energy Inc.

SOCIÉTÉS PIPELINIÈRES DU GROUPE 1 ET DU GROUPE 2

réglementées par l'ONÉ au 31 décembre 2006

Sociétés de gazoduc du Groupe 1

Alliance Pipeline Ltd.
Foothills Pipe Lines Ltd.
Gazoduc Trans Québec & Maritimes Inc.
Maritimes & Northeast Pipeline Management Ltd.
TransCanada PipeLines Limited
TransCanada PipeLines Limited, Réseau de la C.-B.
Westcoast Energy Inc.

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 1

Cochin Pipe Lines Ltd.
Enbridge Pipelines Inc.
Enbridge Pipelines (NW) Inc.
Pipelines Trans-Nord Inc.
Terasen Pipelines (Trans Mountain) Inc.

Sociétés de gazoduc (gaz naturel et liquides de gaz naturel) du Groupe 2

Agence du revenu du Canada
AltaGas Pipeline Partnership
Apache Canada Ltd.
ARC Resources Ltd.
Bear Paw Processing Company (Canada) Ltd.
BP Canada Energy Company
Burlington Resources Canada (Hunter) Ltd.
Canadian-Montana Pipe Line Corporation
Canadian Natural Resources Limited
Centra Transmission Holdings Inc.
Champion Pipeline Corporation Limited
Chief Mountain Gas Co-op Ltd.
County of Vermilion River No. 24 Gas Utility
DEFS Canada L.P.

Delphi Energy Corporation
Devon Energy Canada Corporation
DR Four Beat Energy Corp.
Echoex Energy Inc.
EnCana Border Pipelines Limited
EnCana Ekwan Pipeline Inc.
EnCana Oil & Gas Co. Ltd.
EnCana Oil & Gas Partnership
Enermark Inc.
ExxonMobil Canada Properties
Forty Mile Gas Co-op Ltd.
Huntingdon International Pipeline Corporation
Husky Oil Operations Ltd.
Kaiser Exploration Ltd.
KEYERA Energy Ltd.
Many Islands Pipe Lines (Canada) Limited
Marauder Resources West Coast Inc.
Mid-Continent Pipelines Limited
Minell Pipeline Limited
Murphy Canada Exploration Company
Murphy Oil Company Ltd.
Nexen Inc.
Niagara Gas Transmission Limited
Northstar Energy Corporation
NuVista Energy Ltd.
Omimex Canada, Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Peace River Transmission Company Limited
Pengrowth Corporation
Penn West Petroleum Ltd.
Petrovera Resources Ltd.
Pioneer Natural Resources Canada Inc.
Portal Municipal Gas Company Canada Inc.
Prairie Schooner Limited Partnership
Profico Energy Management Ltd.
Renaissance Energy Ltd.
Samson Canada, Ltd.
Shiha Energy Transmission Ltd.
St. Clair Pipelines Management Inc.
Suncor Energy Inc.
Sword Energy Limited
Talisman Energy Inc.
Taurus Exploration Canada Ltd.
Union Gas Limited
Vault Energy Inc.
Vector Pipeline Limited Partnership
806026 Alberta Ltd.
1057533 Alberta Ltd.
2193914 Canada Limited

Sociétés d'oléoduc (pétrole et produits pétroliers) du Groupe 2

Aurora Pipe Line Company
Berens Energy Ltd.
BP Canada Energy Company
Compagnie des pétroles Amoco Canada Ltée Dome Kerrobert Pipeline Ltd.
Dome NGL Pipeline Ltd.
Duke Energy Empress L.P.
Enbridge Pipelines (Westspur) Inc.
Ethane Shippers Joint Venture
Express Pipeline Limited Partnership
Genesis Pipeline Canada Ltd.
Glencoe Resources Ltd.
Husky Oil Limited
ISH Energy Ltd.
Les Pipe-lines Montréal ltée
Murphy Oil Company Ltd.
NOVA Chemicals (Canada) Ltd.
PanCanadian Kerrobert Pipeline Ltd.
Paramount Transmission Ltd.
Penn West Petroleum Ltd.
Pétrolière Impériale Ressources Limitée
Plains Marketing Canada, L.P.
PMC (Nova Scotia) Company
Pouce Coupé Pipe Line Ltd., à titre de mandataire et de commandité de
Pembina North Limited Partnership
Produits Shell Canada Limitée
Provident Energy Pipeline Inc.
Renaissance Energy Ltd.
SCL Pipeline Inc.
Sun-Canadian Pipe Line Company
Taurus Exploration Canada Ltd.
Yukon Pipelines Limited
1057533 Alberta Ltd.

RÉSULTATS GLOBAUX DU SONDAGE SUR LES SERVICES LIÉS AUX PIPELINES

Voici les résultats globaux obtenus pour chacune des questions du sondage. Les répondants devaient indiquer au moyen d'une cote leur degré de satisfaction à l'égard des services reçus, selon une échelle où la cote 1 correspondait à « nullement satisfait » et la cote 5 à « entièrement satisfait ». Veuillez consulter le site Web de l'Office pour obtenir tous les détails sur le sondage.

1. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la fiabilité de l'exploitation matérielle de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	18	12	74	31	3,79

2. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité, de la flexibilité et de la fiabilité des systèmes transactionnels de la société pipelinière (commandes, tableaux d'affichage, communication de rapports, passation de marchés, etc.)?

1	2	3	4	5	Moyenne
0	24	16	75	22	3,69

3. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité d'envoi et de l'exactitude des factures et des relevés de la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	7	14	75	31	3,87

4. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information sur l'exploitation (interruptions, capacité disponible, entretien prévu, écoulements, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	17	21	79	19	3,68

5. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la rapidité de publication et de l'utilité de l'information de nature commerciale (droits, changements de service, nouveaux services, informations sur les contrats, etc.) fournie par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	13	34	70	15	3,53

6. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'attitude d'amélioration et d'innovation continues adoptée par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
10	30	36	51	11	3,17

7. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de l'accessibilité à la société pipelinière et de son aptitude à réagir aux problèmes et demandes des expéditeurs?

1	2	3	4	5	Moyenne
9	22	32	54	21	3,41

8. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des efforts engagés par la société pipelinière pour trouver des solutions justes et raisonnables lorsqu'elle règle des problèmes?

1	2	3	4	5	Moyenne
6	20	37	54	19	3,44

9. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la gamme de services offerts par la société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	13	40	67	10	3,49

10. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des droits demandés par la société pipelinière par rapport aux services de transport que reçoit votre organisation?

1	2	3	4	5	Moyenne
7	26	42	53	4	3,16

11. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de collaboration (négociations ou réunions du groupe de travail) utilisés par cette société pipelinière?

1	2	3	4	5	Moyenne
11	16	38	45	14	3,28

12. Selon vous, le règlement négocié actuel ou les arrangements liés aux tarifs permettront-ils d'offrir des résultats équitables?

1	2	3	4	5	Moyenne
11	8	47	52	5	3,26

13. Dans quelle mesure êtes-vous satisfait de la qualité GLOBALE du service offert par la société pipelinière au cours de la dernière année civile?

1	2	3	4	5	Moyenne
3	20	25	73	18	3,60

14. En général, la qualité du service offert par la société pipelinière a-t-elle :

augmenté	18	13 %
été stable	100	72 %
diminué	20	15 %
Total	**138**	**100 %**

15. Quels sont les aspects positifs des services offerts par cette société pipelinière?

16. Quels sont les aspects que cette société pipelinière pourrait améliorer?

17. Selon vous, l'ONÉ a-t-il établi un cadre de réglementation approprié qui permet la conclusion de règlements négociés concernant les droits et les tarifs?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	10	39	67	9	3,52

18. En l'absence de règlement sur les droits et les tarifs, dans quelle mesure êtes-vous satisfait des processus de l'Office servant à régler les différends?

1	2	3	4	5	Moyenne
4	6	39	53	7	3,49

19. Comment l'Office pourrait-il améljorer ses processus de désignation des droits et des tarifs?

TABLEAU COMPARATIF DES COTES DE DETTE

Le tableau qui suit compare les échelles utilisées par le DBRS, S&P et Moody's pour la cotation de la dette à long terme.

Standard & Poor's fournit aussi une perspective de cotation qui reflète la direction qu'une cote de solvabilité à long terme pourrait prendre à moyenne et longue échéance. Une perspective « positive » signifie que la cote pourrait être relevée, une perspective « négative » dénote qu'une cote pourrait être abaissée et une perspective « stable » indique que la cote ne changera vraisemblablement pas.

Qualité du crédit	DBRS	S&P	Moody's
Titres de qualité placement			
Supérieure/Élevée	AAA	AAA	Aaa
	AA (élevée)	AA+	Aa1
	AA	AA	Aa2
	AA (faible)	AA-	Aa3
Bonne/Moyenne supérieure	A (élevée)	A+	A1
	A	A	A2
	A (faible)	A-	A3
Acceptable/Moyenne	BBB (élevée)	BBB+	Baa1
	BBB	BBB	Baa2
	BBB (faible)	BBB-	Baa3
Titres qui ne sont pas de qualité placement			
Crédit spéculatif	BB (élevée)	BB+	Ba1
	BB	BB	Ba2
	BB (faible)	BB-	Ba3
Crédit hautement spéculatif	B (élevée)	B+	B1
	B	B	B2
	B (faible)	B-	B3
Crédit extrêmement spéculatif	CCC	CCC	Caa1
	CC	CC	Caa2
	C	C	Caa3
	D	D	Ca
			C

Note : Les cotes attribuées par le DBRS et S&P dans la catégorie CCC et les catégories inférieures comportent les sous catégories « élevée/+ » et « faible/- »; l'absence de désignation « élevée/+ » ou « faible/- » indique que la cote se situe dans la zone médiane de la catégorie.

BUT 3

Les Canadiens et Canadiennes profitent d'une infrastructure et de marchés énergétiques efficients.